

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



Instalações Solares Fotovoltaicas para Autoconsumo: Análise e Perspetivas de Aplicação

Jorge Daniel Martins Pereira

VERSÃO FINAL

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Professor Doutor António Machado e Moura

25 de janeiro de 2016

Resumo

A energia solar assume atualmente uma grande importância no setor energético. Ao longo dos anos verificou-se uma evolução relativamente à sua utilização, desde os painéis solares térmicos para aquecimento de águas até aos painéis solares fotovoltaicos para produção de energia elétrica.

Face às necessidades energéticas, os sistemas fotovoltaicos têm vindo a ganhar crescente importância no setor elétrico. Em Portugal, os sistemas fotovoltaicos funcionavam apenas como uma forma de produção para venda à rede. Com a aprovação, em 2014, da legislação relativa ao autoconsumo, os consumidores adquiriram a possibilidade de produzir energia para satisfazer as suas necessidades.

A instalação de sistemas de autoconsumo tem como principal objetivo a redução da fatura energética do consumidor, uma vez que a produção para autoconsumo leva à diminuição das suas necessidades de alimentação por parte da rede.

O trabalho realizado faz uma análise aos vários panoramas de instalação de autoconsumo, efetuando a mesma de um ponto de vista técnico e económico. De forma a auxiliar os dados que já se encontram disponíveis relativamente ao tema, foi construído um programa de cálculo para avaliação de viabilidade de uma instalação de autoconsumo.

O autoconsumo aparece no enquadramento atual com elevado potencial de aplicação e crescimento, encontrando-se, no entanto, dependente da aceitação dos clientes para atingir o impacto pretendido.

Palavras-chave: autoconsumo, fotovoltaico, legislação, investimento, viabilidade.

Página em branco

Abstract

Nowadays, solar power has great relevance in the energy sector. As the time passes by, there can be seen an evolution regarding its use, from the solar thermal panels used in heating water to photovoltaic solar panels that produce electric power.

Due to energetic needs, the photovoltaic systems have been gaining growing importance in the electric sector. In Portugal, the photovoltaic systems used to work only as a way to produce power to feed the grid. In 2014, with the approval of the legislation regarding self-consumption, consumer gained the possibility to produce power to satisfy their own energy needs.

The self-consumption systems have, as main goal, the reduction of the electric bill, as the self-consumption generation leads to a reduction of the power needs from the grid

This paper has the analysis to the several applications of a self-consumption system, doing so in a technical and economical perspective. As a way to aid the available data, a calculation program has been built to evaluate the viability of a self-consumption installation.

The self-consumption surges in the actual scenery with a high application potential and growth, depending, however, from the acceptance from the clients to reach the expected impact.

Key words: self-consumption, photovoltaic, legislation, investment, viability.

Página em branco

Agradecimentos

A realização desta dissertação contou com o apoio de diversas e importantes pessoas, cuja contribuição foi fulcral para que se tenha realizado.

Para começar quero agradecer ao meu orientador, o Professor Doutor António Machado e Moura por toda a orientação, apoio, paciência, sabedoria e orientação crítica construtiva com que acompanhou todas as fases de realização deste trabalho.

Agradeço aos meus pais e ao meu irmão, pelo apoio e força que sempre me deram para ultrapassar todos os obstáculos e sem os quais não estaria aqui. Agradeço-lhes também a capacidade de continuar a acreditar em mim mesmo nos momentos mais difíceis.

Aos meus amigos, os verdadeiros, agradeço pela presença em todas as fases da minha vida, por todos os momentos, bons e maus, nos quais estiveram sempre lá com as palavras certas e espero que continuem a estar em todas as situações que o futuro reservar.

Por último mas não menos importante quero agradecer aos meus colegas, pelos bons momentos, pelo altruísmo e que ajudaram a que este percurso fosse mais enriquecedor.

Página em branco

Índice

Resumo	iii
Abstract	v
Agradecimentos	vii
Índice	ix
Lista de figuras	xi
Lista de tabelas	xv
Abreviaturas e Símbolos	xvii
Capítulo 1	1
Introdução	1
1.1 - Enquadramento e Motivação	1
1.2 - Objetivos	4
1.3 - Estrutura da Dissertação	4
Capítulo 2	5
Sistemas Fotovoltaicos	5
2.1 - Energia Solar	5
2.2 - Célula fotovoltaica	9
2.3 - Painéis Fotovoltaicos	15
2.4 - Inversores	24
2.5 - Baterias	25
2.6 - Reguladores de Carga	33
2.7 - Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	33
Capítulo 3	37
Autoconsumo e UPP	37
3.1 - Enquadramento Legal	37
3.2 - As UPP	39
3.3 - Autoconsumo	41
3.4 - O paradigma da produção distribuída	51
Capítulo 4	53
Caso de Estudo	53
4.1 - Dados do Caso de Estudo	53

4.2 - Programa Desenvolvido.....	58
4.3 - Análise de Resultados.....	62
4.4 - Análise de Viabilidade Financeira	77
4.5 - Conclusões	79
Capítulo 5.....	81
Conclusões e Perspetivas Futuras	81
Referências.....	85
Bibliografia Consultada.....	89

Lista de figuras

Figura 1.1 - Evolução da contribuição das FER em Portugal entre 2006 e 2014 [1]	2
Figura 1.2 - Potencial de produção de energia solar fotovoltaica nos países europeus [2]	3
Figura 2.1 - Várias componentes da irradiação solar incidente [3]	6
Figura 2.2 - Irradiação global para inclinação horizontal [2]	6
Figura 2.3 - Irradiação global para inclinação ótima [2]	7
Figura 2.4 - Princípio de funcionamento de painéis solares térmicos [4]	8
Figura 2.5 - Esquema exemplificativo do efeito fotovoltaico [6]	10
Figura 2.6 - Curva característica I-V e curva P-V de um painel fotovoltaico de silício monocristalino de 72 células com 100 W de potência e 24 V de tensão nominal [6]	12
Figura 2.7 - Curvas I-V de um painel fotovoltaico de silício monocristalino de 72 células, sujeito a diferentes irradiâncias [6]	12
Figura 2.8 - Curvas I-V de um painel fotovoltaico de silício monocristalino de 72 células para 1000 W/m ² , determinadas a diferentes temperaturas [6]	14
Figura 2.9 - Efeito da variação de R_s na curva I-V de uma célula fotovoltaica [3]	14
Figura 2.10 - Efeito da variação de R_p na curva I-V de uma célula fotovoltaica [3]	15
Figura 2.11 - Painel fotovoltaico policristalino <i>SolarWorld</i> [7]	15
Figura 2.12 - Célula fotovoltaica de silício monocristalino [8]	17
Figura 2.13 - Célula fotovoltaica de silício policristalino [8]	18
Figura 2.14 - Célula policristalina EFG [10]	20
Figura 2.15 - Célula fotovoltaica de silício amorfo [8]	22
Figura 2.16 - Painel fotovoltaico de Telurieto de Cádmio [11]	23
Figura 2.17 - Células fotovoltaicas CIS [12]	23
Figura 2.18 - Célula fotovoltaica orgânica [13]	24

Figura 2.19 - Inversor HUAWEI SUN2000 [14]	25
Figura 2.20 - Bateria chumbo-ácido [16]	27
Figura 2.21 - Bateria de níquel-cádmio [17]	28
Figura 2.22 - Bateria VRLA [18]	29
Figura 2.23 - Bateria de níquel-hidreto metálico [19]	30
Figura 2.24 - Bateria de íões de lítio [20]	31
Figura 2.25 - Bateria Tesla <i>Powerwall</i> [21]	31
Figura 2.26 - Esquema de funcionamento da bateria Tesla <i>Powerwall</i> [21]	32
Figura 2.27 - Regulador de carga utilizado em sistemas fotovoltaicos [24]	33
Figura 2.28 - Sistema fotovoltaico ligado à rede [22]	34
Figura 2.29 - Sistema fotovoltaico isolado [22]	35
Figura 2.30 - Paineis fotovoltaicos de silício monocristalino na Estação Espacial Internacional [23]	36
Figura 3.1 - Vantagens proporcionadas pelo modelo de produção distribuída [25]	37
Figura 3.2 - Enquadramento legislativo em vigor prévio à entrada do DL 153/2014 [25]	39
Figura 3.3 - Procedimento para licenciamento de uma UPP [25]	40
Figura 3.4 - Modelo de funcionamento de uma UPAC, com potência superior a 1,5 kW	41
Figura 3.5 - Artigo 24º do DL 153/2014 [27]	41
Figura 3.6 - Diagrama de produção e consumo de um consumidor doméstico, sem baterias de armazenamento [28]	44
Figura 3.7 - Análise técnica da instalação de UPAC em vários escalões de potência contratada [28]	44
Figura 3.8 - Análise económica da instalação de UPAC em vários escalões de potência contratada [28]	45
Figura 3.9 - Consumo Total (kWh), produção fotovoltaica (kWh) e preço da energia elétrica/hora (€/kWh) [30]	47
Figura 3.10 - Produção Fotovoltaica vs Consumo Total [30]	48
Figura 3.11 - Casos de Estudo para instalações de autoconsumo FV em Itália e na Alemanha [31]	49
Figura 3.12 - Esquemas de net-metering e autoconsumo na Europa, relativos ao ano 2013 [34]	50
Figura 3.13 - Limite de potência instalada (em kW), para cada estado, nos EUA; as percentagens correspondem à procura por parte do cliente [35]	51
Figura 4.1 - Dados introduzidos no PVGIS para obtenção da irradiação	54

Figura 4.2 - Gráfico de irradiação (kW/m ²) para janeiro	56
Figura 4.3 - Gráfico de irradiação (kW/m ²) para julho	56
Figura 4.4 - PVSOL: Introdução de dados de localização e tipo de instalação	57
Figura 4.5 - PVSOL: Introdução de número de painéis do sistema, tipo de instalação e inclinação dos painéis e orientação da instalação	57
Figura 4.6 - PVSOL: Escolha e configuração do inversor para a instalação	58
Figura 4.7 - Períodos tarifários para MT, nos horários de inverno e verão [37]	59
Figura 4.8 - Gráfico de consumo e produção média diária em janeiro, em kWh a cada período de 15 min	65
Figura 4.9 - Gráfico de consumo e produção média diária em fevereiro, em kWh a cada período de 15 min	66
Figura 4.10 - Gráfico de consumo e produção média diária em março, em kWh a cada período de 15 min	67
Figura 4.11 - Gráfico de consumo e produção média diária em abril, em kWh a cada período de 15 min	68
Figura 4.12 - Gráfico de consumo e produção média diária em maio, em kWh a cada período de 15 min	69
Figura 4.13 - Gráfico de consumo e produção média diária em junho, em kWh a cada período de 15 min	70
Figura 4.14 - Gráfico de consumo e produção média diária em julho, em kWh a cada período de 15 min	71
Figura 4.15 - Gráfico de consumo e produção média diária em agosto, em kWh a cada período de 15 min	72
Figura 4.16 - Gráfico de consumo e produção média diária em setembro, em kWh a cada período de 15 min	73
Figura 4.17 - Gráfico de consumo e produção média diária em outubro, em kWh a cada período de 15 min	74
Figura 4.18 - Gráfico de consumo e produção média diária em novembro, em kWh a cada período de 15 min	75
Figura 4.19 - Gráfico de consumo e produção média diária em dezembro, em kWh a cada período de 15 min	76

Lista de tabelas

Tabela 1.1 - Produção, em GWh, em Portugal relativa a energia solar fotovoltaica entre 2006 e 2015 [1]	3
Tabela 4.1 - Dados de irradiação para o sistema, em kW/m ²	55
Tabela 4.2 - Tarifas para cada período horário, para ciclo semanal, em inverno e verão	59
Tabela 4.3 - Valores de mercado para cada mês do ano 2015 [38]	60
Tabela 4.4 - Formato de dados obtidos para o sistema, em kWh	62
Tabela 4.5 - Formato de dados obtidos para o sistema, em €	62
Tabela 4.6 - Formato da tabela utilizada para análise financeira	62
Tabela 4.7 - Resultados anuais para o sistema, em kWh	63
Tabela 4.8 - Resultados anuais para o sistema, em €	63
Tabela 4.9 - Resultados, em kWh, para períodos de SV, V, P e C	63
Tabela 4.10 - Resultados, em €, para períodos de SV, V, P e C	63
Tabela 4.11 - Resultados para o sistema em janeiro, em kWh	65
Tabela 4.12 - Resultados para o sistema em janeiro, em €	65
Tabela 4.13 - Resultados para o sistema em fevereiro, em kWh.....	66
Tabela 4.14 - Resultados para o sistema em fevereiro, em €	66
Tabela 4.15 - Resultados para o sistema em março, em kWh	67
Tabela 4.16 - Resultados para o sistema em março, em €	67
Tabela 4.17 - Resultados para o sistema em abril, em kWh	68
Tabela 4.18 - Resultados para o sistema em abril, em €	68
Tabela 4.19 - Resultados para o sistema em maio, em kWh	69

Tabela 4.20 - Resultados para o sistema em maio, em €	69
Tabela 4.21 - Resultados para o sistema em junho, em kWh.....	70
Tabela 4.22 - Resultados para o sistema em junho, em €	70
Tabela 4.23 - Resultados para o sistema em julho, em kWh	71
Tabela 4.24 - Resultados para o sistema em julho, em €	71
Tabela 4.25 - Resultados para o sistema em agosto, em kWh.....	72
Tabela 4.26 - Resultados para o sistema em agosto, em €	72
Tabela 4.27 - Resultados para o sistema em setembro, em kWh	73
Tabela 4.28 - Resultados para o sistema em setembro, em €.....	73
Tabela 4.29 - Resultados para o sistema em outubro, em kWh	74
Tabela 4.30 - Resultados para o sistema em outubro, em €.....	74
Tabela 4.31 - Resultados para o sistema em novembro, em kWh	75
Tabela 4.32 - Resultados para o sistema em novembro, em €	75
Tabela 4.33 - Resultados para o sistema em dezembro, em kWh	76
Tabela 4.34 - Resultados para o sistema em dezembro, em €	76
Tabela 4.35 - Investimento inicial para instalação da UPAC	77
Tabela 4.36 - Análise financeira para o caso de estudo	77
Tabela 4.37 - VAL, TIR e período de amortização (anos)	78

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas (ordenadas por ordem alfabética)

AC	Corrente Alternada
BTN	Baixa Tensão Normal
BTE	Baixa Tensão Especial
CFBE	Consumo Final Bruto de Energia
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CUR	Comercializador de Último Recurso
DC	Corrente Contínua
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fontes de Energia Renováveis
FV	Fotovoltaico
MT	Média Tensão
ORD	Operador da Rede de Distribuição
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
tep	Tonelada Equivalente de Petróleo
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção

Capítulo 1

Introdução

Este trabalho foi desenvolvido no âmbito da Unidade Curricular (UC) Dissertação do 5º ano do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (MIEEC), no ramo de Energia, da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto (FEUP).

No primeiro capítulo será analisado o contexto do tema da Dissertação, assim como a motivação para a realização da mesma e os objetivos a que se propõe.

1.1 - Enquadramento e Motivação

Atualmente, em todo o mundo, estamos perante um crescente uso de energia nas suas várias formas. Desde a revolução industrial, no século XVIII, as principais fontes de energia têm sido os combustíveis fósseis (carvão mineral, petróleo e gás natural), que são recursos naturais não renováveis e com impacto negativo no ambiente. Por estes motivos têm vindo a ser procuradas fontes de energia alternativas, principalmente fontes de energia limpas e renováveis.

As chamadas energias renováveis são na sua maioria irregulares, o que faz com que não se possa utilizar as mesmas como base de um sistema de produção de energia, uma vez que poderia colocar em causa os índices de fiabilidade e qualidade de serviço. No entanto, o facto de serem limpas e inesgotáveis torna-as cada vez mais interessantes.

As políticas energéticas que têm vindo a ser seguidas em Portugal fazem com que o investimento em energias renováveis se tenha vindo a adaptar desde o investimento em grandes hídricas até ao incentivo ao investimento do consumidor em pequena produção e numa produção próxima dos locais de consumo.

O impacto das energias renováveis tem crescido gradualmente ao longo dos últimos anos, tendo atingido em 2014 um valor de 5409 ktep (10^3 tep), que corresponde a 25,9% do total de consumo de energia primária, segundo dados da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG). Para além deste crescimento verifica-se uma redução entre 2013 e 2014 de cerca de 5,8% na

utilização de petróleo. Estes dados revelam também que Portugal contraria a tendência mundial, verificando-se uma redução do consumo total de energia primária em cerca de 3,6% no mesmo período, sendo estes dados positivos que podem resultar também de um aumento de eficiência energética.

Relativamente ao consumo final bruto de energia (CFBE), também se verifica que o impacto das energias renováveis tem vindo a aumentar, apresentando valores de 20,8% em 2006 e atingindo os 27,0% em 2014. O CFBE, tal como acontece com o consumo de energia primária, tem vindo a descer, apresentando uma redução de 15,2% entre 2006 e 2014.

O mais recente passo dado relativamente às energias alternativas veio com o atual panorama legislativo, que permite a instalação de unidades de produção para autoconsumo (UPAC) e unidades de pequena produção (UPP) para produção de energia em pequena escala, privilegiando a produção próxima dos locais de consumo ou até mesmo nos locais de consumo. Os países da União Europeia têm uma meta a atingir em 2020 no que diz respeito à contribuição das fontes de energia renováveis (FER) no CFBE, sendo que para Portugal a meta é de 31%. Na figura 1.1 temos os dados de evolução dessa mesma contribuição [1].

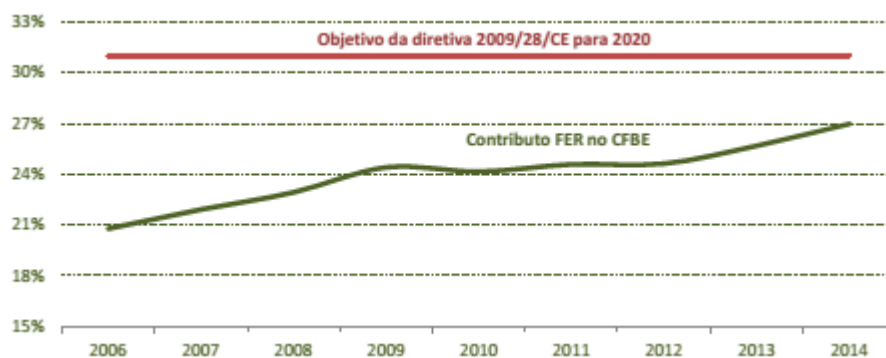


Figura 1.1 - Evolução da contribuição das FER em Portugal entre 2006 e 2014 [1]

A indústria solar fotovoltaica tem vindo a desenvolver-se a bom ritmo a nível mundial, apresentando tecnologias cada vez mais eficientes e a preços cada vez mais baixos, o que justifica uma análise mais aprofundada a este tipo de geração. A evolução referida também acontece em Portugal como se pode verificar na análise da tabela 1.1.

Tabela 1.1 - Produção, em GWh, em Portugal relativa a energia solar fotovoltaica entre 2006 e 2015 [1]

	Produção por Região (GWh)									
	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015 out ¹
Portugal	5	24	41	160	215	282	393	479	627	766
Continente	0	20	36	156	207	262	355	439	591	719
Norte	0	0	0	6	11	21	40	55	67	80
Centro	0	0	0	9	16	30	51	68	97	117
Lisboa	0	0	0	5	14	19	29	43	106	156
Alentejo	0	20	36	133	162	185	206	219	247	287
Algarve	0	0	0	2	4	7	29	53	73	79
R.A. Açores	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
R.A. Madeira	0	0	0	0	4	19	34	37	37	39
Não especificado	5	4	4	4	4	1	3	3	0	8

É possível verificar também que a zona do país com maior impacto de produção é o Alentejo, atingindo aproximadamente 37,5% do total da produção fotovoltaica nacional.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

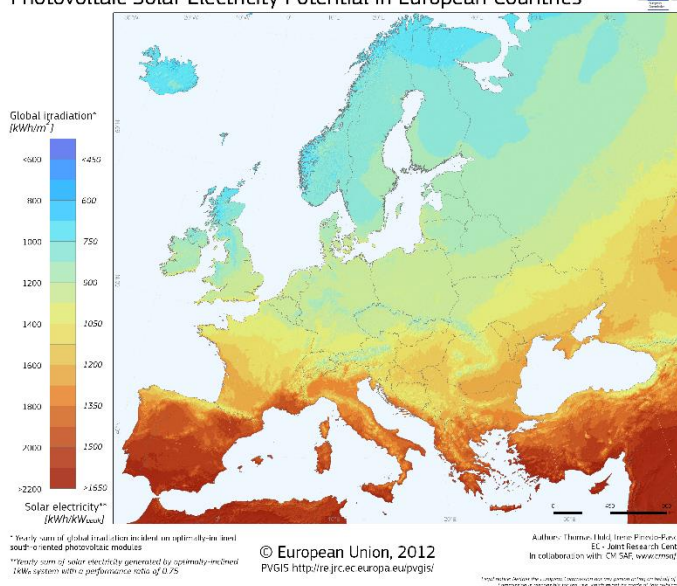


Figura 1.2 - Potencial de produção de energia solar fotovoltaica nos países europeus [2]

Na figura 1.2 pode verificar-se que, entre os países da Europa, Portugal e Espanha são os países com maior potencial para produção de energia solar fotovoltaica, tornando este tipo de geração ainda mais interessante para ser explorada.

Com esta dissertação pretende-se avaliar o potencial do autoconsumo fotovoltaico nos vários tipos de instalações, incluindo como caso de estudo a análise de instalação de uma UPAC numa instalação de média tensão (MT).

1.2 - Objetivos

Este trabalho tem dois objetivos principais:

1. Analisar todos os elementos envolvidos na produção de energia solar fotovoltaica, dando principal relevância à aplicação das instalações fotovoltaicas para autoconsumo.
2. Criar um programa de simulação para verificar a viabilidade de instalação de uma UPAC em instalação MT, através da utilização de diagramas de carga para o consumo e simulação de produção com *software* fidedigno. A análise será feita tanto numa perspetiva energética como económica.

1.3 - Estrutura da Dissertação

Esta dissertação tem uma estrutura composta por 5 capítulos.

O Capítulo 1 contém uma introdução ao tema, analisando o panorama evolutivo e atual das energias renováveis em Portugal e no mundo, com especial incidência sobre a energia solar fotovoltaica. Apresentam-se também os objetivos definidos para o trabalho.

O Capítulo 2 analisa os sistemas fotovoltaicos. É abordado o tema da energia solar, quais os níveis da energia solar que atingem a Terra e como esta se dispersa. É analisado o panorama para Portugal e as perspetivas de aproveitamento da energia solar. Neste capítulo verifica-se a possível constituição de sistemas fotovoltaicos, entre componentes imprescindíveis e opcionais, sendo os mesmos analisados nas várias opções que se podem tomar em relação a cada um. São considerados os tipos de sistemas fotovoltaicos que podem existir.

O Capítulo 3 tem o tema “Autoconsumo e UPP”. Neste capítulo aborda-se a legislação atual relativa ao autoconsumo e UPP e são consideradas as especificações e enquadramento de cada um dos temas. O autoconsumo, como tema principal da dissertação, é analisado mais aprofundadamente e avaliado, comparando o seu contexto em Portugal com outros países.

O Capítulo 4 tem o caso de estudo analisado. Neste capítulo é feita uma análise dos dados específicos de um caso de estudo e aborda-se a forma como foi construído um programa *Excel* para análise do mesmo. É efetuada a análise dos resultados energéticos e financeiros assim como se tiram breves conclusões relativamente aos resultados obtidos.

O Capítulo 5 contém as conclusões finais do trabalho realizado, fazendo uma análise aos indicadores diretos e indiretos que resultaram do mesmo e considerando trabalhos futuros a realizar.

Capítulo 2

Sistemas Fotovoltaicos

2.1 - Energia Solar

Para análise de sistemas solares fotovoltaicos é necessário entender primeiro os princípios por detrás do seu funcionamento. Para isso está implícita a compreensão dos fundamentos da energia solar.

A energia solar é a energia proveniente do Sol e que chega à Terra sob forma de irradiação (kWh/m^2). O Sol emite uma irradiância de $62,5 \text{ MW/m}^2$, dos quais chega apenas 1 kW/m^2 à superfície terrestre. A irradiação solar incidente pode ser dividida em três componentes, que somados resultam na chamada irradiação global [3]:

- Irradiação direta - constituída por raios solares recebidos em linha reta do sol;
- Irradiação difusa - procedente de todo o céu visível, excluindo o disco solar, e originada pelos raios não diretos e dispersos pela atmosfera;
- Irradiação refletida no albedo - procedente do solo e com origem na reflexão da radiação incidente na superfície.

Na figura 2.1 pode verificar-se como se decompõe a irradiação solar incidente.



Figura 2.4 - Princípio de funcionamento de painéis solares térmicos [4]

Os painéis solares fotovoltaicos permitem a conversão da energia solar em energia elétrica, através do efeito fotovoltaico. Este efeito, tal como os sistemas fotovoltaicos, será explicado posteriormente no capítulo 3.

Os dois métodos referidos são considerados métodos diretos, uma vez que ocorre apenas uma transformação para que seja permitida a utilização de uma forma de energia para o ser humano. Há também métodos indiretos, ou seja, que implicam que haja mais do que uma transformação da energia antes de ser passível de ser utilizada pelo ser humano. Como exemplo de método indireto existem as centrais héliotérmicas, nas quais a energia solar é concentrada através de coletores solares e posteriormente utilizada para produzir energia elétrica através de um ciclo termodinâmico convencional.

Entre todas as formas de produção de energia elétrica não há alguma que seja perfeita, o que implica que, utilizando a energia solar, irão haver vantagens e desvantagens associadas [5], podendo ser analisadas tanto tecnicamente como de uma forma mais subjetiva ao optar pela utilização desta tecnologia ou outra alternativa.

Vantagens:

- A energia solar não polui durante o seu uso. A poluição decorrente do fabrico dos equipamentos necessários para a construção dos painéis solares é totalmente controlável utilizando as formas de controlo existentes atualmente;
- As centrais necessitam de manutenção mínima;

- Os painéis solares são a cada dia mais potentes ao mesmo tempo que o seu custo vem decaindo. Isso torna cada vez mais a energia solar uma solução economicamente viável;
- A energia solar é excelente em locais remotos ou de difícil acesso, uma vez que a sua instalação em pequena escala não obriga a enormes investimentos em linhas de transmissão;
- Em países tropicais, como o Brasil, a utilização da energia solar é viável em praticamente todo o território e, em locais afastados dos centros de produção energética, a sua utilização ajuda a diminuir a procura energética nestes e consequentemente a perda de energia que ocorreria na transmissão.

Desvantagens:

- Existe variação nas quantidades produzidas de acordo com a situação climática (chuvas, neve), além de que durante a noite não existe produção alguma, o que obriga a que existam meios de armazenamento da energia produzida durante o dia em locais onde os painéis solares não estejam ligados à rede de transmissão de energia;
- Locais em latitudes médias e altas (Ex: Finlândia, Islândia, Nova Zelândia e Sul da Argentina e Chile) sofrem quedas bruscas de produção durante os meses de inverno devido à menor disponibilidade diária de energia solar. Locais com frequente cobertura de nuvens (Londres), tendem a ter variações diárias de produção de acordo com o grau de nebulosidade;
- As formas de armazenamento da energia solar são pouco eficientes quando comparadas, por exemplo, aos combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás) e a energia hidroelétrica (água);
- Os painéis solares fotovoltaicos têm um rendimento máximo de apenas 25%, apesar de este valor ter vindo a aumentar ao longo dos anos.

2.2 - Célula fotovoltaica

2.2.1 - Efeito Fotovoltaico

Na base dos sistemas fotovoltaicos está o efeito fotovoltaico. Este é o processo que ocorre nas células fotovoltaicas de forma a criar energia elétrica. Estas células são constituídas por duas camadas semicondutoras, a camada p e a camada n. A camada n resulta da dopagem do material semicondutor de forma a ficar com um eletrão livre e a camada p é resultante da dopagem do material semicondutor de forma a ficar com falta de um eletrão na

sua estrutura. A junção entre as duas camadas semicondutoras é chamada de junção p-n e provoca a difusão dos elétrons supérfluos do semiconductor n para o semiconductor p na junção, criando uma área com poucos portadores de carga denominada barreira de potencial. Isto gera um campo elétrico que se mantém contrário ao movimento dos portadores de carga e que faz com que a difusão não se mantenha infinitamente. Quando estes semicondutores pn são expostos à luz, a energia dos fótons provoca uma quebra nas ligações entre os elétrons. Os elétrons libertados são conduzidos para a camada n e as lacunas seguem em sentido contrário para a camada p. A ligação externa das duas camadas permite o aproveitamento da passagem de corrente.

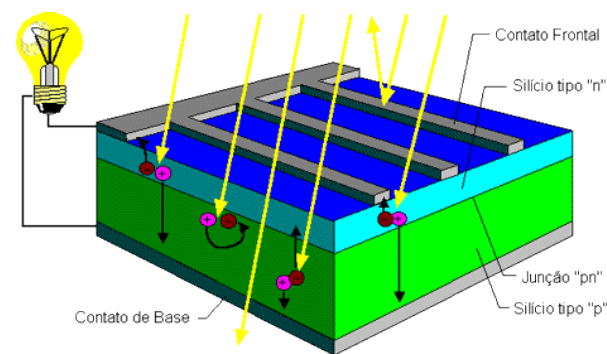


Figura 2.5 - Esquema exemplificativo do efeito fotovoltaico [6]

As células fotovoltaicas são usualmente ligadas em série, podendo também ser ligadas em paralelo, e são encapsuladas e montadas numa estrutura, formando um painel fotovoltaico. Um painel fotovoltaico típico é formado por 36 ou 72 células fotovoltaicas em série.

2.2.2 - Equação característica de uma célula fotovoltaica

O comportamento de uma célula fotovoltaica pode ser analisado através da análise da sua equação característica:

$$I = I_L - I_0 * \left(e^{\frac{V + R_s I}{V_t}} - 1 \right) - \frac{V + R_s I}{R_p}$$

Pode considerar-se:

$$\frac{V + R_s I}{R_p} \approx 0$$

$$I_L = I_{SC}$$

$$I_0 = I_{SC} * e^{-\left(\frac{V_{OC}}{V_t}\right)}$$

Simplificando a equação inicial obtém-se então a equação simplificada da célula:

$$I = I_{SC} * \left(1 - e^{\frac{V - V_{OC} + R_s I}{V_t}}\right)$$

- I_{SC} - Corrente de curto-circuito;
- V_{OC} - Tensão em circuito aberto;
- R_s - Resistência série da célula fotovoltaica.

Nesta equação os elementos I_{SC} , V_{OC} e R_s são parâmetros da célula, $I(V)$ é a característica da célula que terá de ser calculada numericamente.

De forma a encontrar os pontos de funcionamento (V, I) da curva característica pode utilizar-se o método de Newton, encontrando para cada tensão fixa V o correspondente valor I .

$$f(I) = -I + I_{SC} \left(1 - e^{\frac{V - V_{OC} + R_s I}{V_t}}\right) - \frac{V + R_s I}{R_p} = 0$$

$$\frac{\partial f(I)}{\partial I} = -1 - I_{SC} * \frac{R_s}{V_t} * e^{\frac{V - V_{OC} + R_s I}{V_t}} - \frac{R_s}{R_p}$$

$$I^{(n+1)} = I^n + \Delta I = I^n - \frac{(f(I))^{(n)}}{\left(\frac{\partial f(I)}{\partial I}\right)^{(n)}}$$

O valor de I final é encontrado assim que ΔI for inferior a um valor de erro máximo tolerável.

A potência será calculada da seguinte forma:

$$P = VI = V I_{SC} \left(1 - e^{\frac{V - V_{OC} + R_s I}{V_t}}\right) - \frac{V^2 + R_s VI}{R_p} = 0$$

Através do cálculo destes valores pode obter-se a curva característica da célula. Na figura 2.6 apresenta-se a curva característica $I-V$ e a curva $P-V$ de um módulo fotovoltaico de 72 células com 100 W de potência e 24 V de tensão nominal.

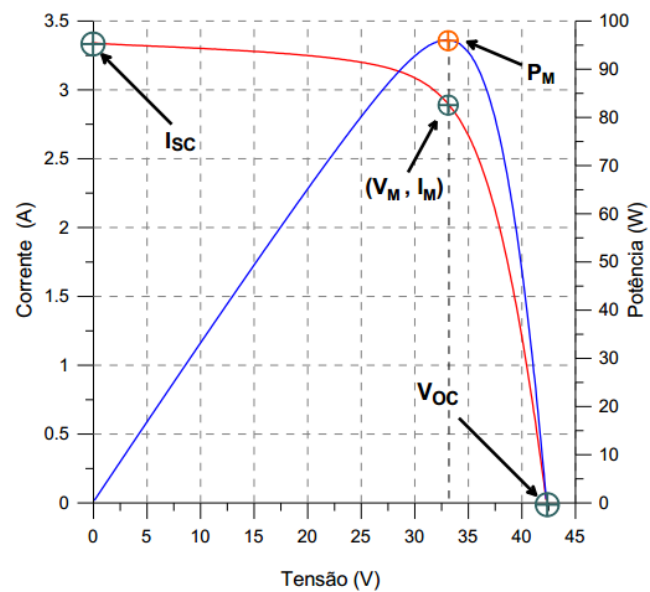


Figura 2.6 - Curva característica I-V e curva P-V de um painel fotovoltaico de silício monocristalino de 72 células com 100 W de potência e 24 V de tensão nominal [6]

2.2.2.1 - Influência da Irradiância na curva I-V

A corrente elétrica gerada a partir da irradiância incidente na junção p-n é diretamente proporcional à intensidade da mesma. Uma vez que a relação entre a tensão e a corrente é dada por uma função exponencial, a variação da corrente com a irradiância irá resultar numa forma logarítmica. Na figura 2.7 pode verificar-se o comportamento de um painel fotovoltaico de silício de 72 células quando sujeito a diferentes valores de irradiância.

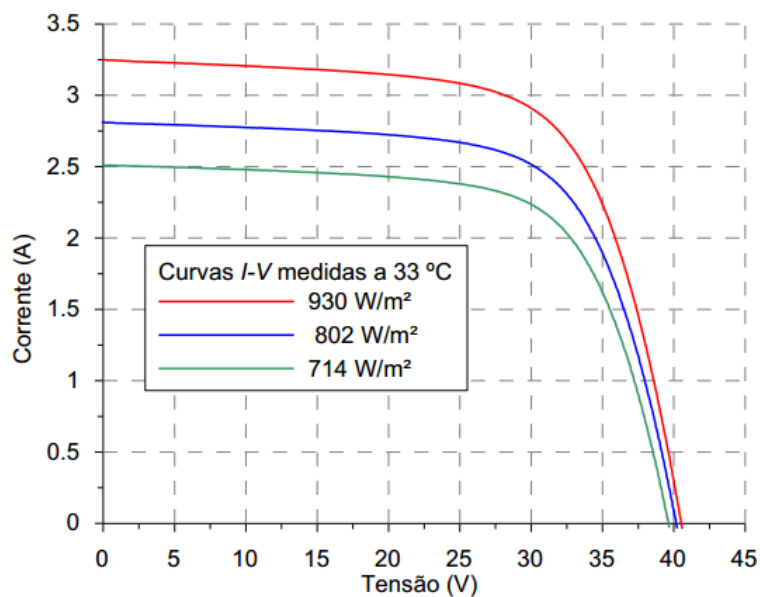


Figura 2.7 - Curvas I-V de um painel fotovoltaico de silício monocristalino de 72 células, sujeito a diferentes irradiâncias [6]

2.2.2.2 - Influência da Temperatura na curva I-V

A temperatura apresenta-se como um fator de importante influência na curva característica de uma célula ou painel fotovoltaico. Com o aumento da temperatura, verifica-se uma maior agitação e recombinação dos portadores, o que resulta numa diminuição da tensão na célula. Com a diminuição da tensão na célula há uma redução da corrente de diodo I_D e um aumento da corrente I . Este aumento da corrente é menos significativo do que a diminuição da tensão, o que irá resultar numa diminuição da potência.

As características da célula são tipicamente dadas para NOCT (“*Nominal Operating Cell Temperature*”), correspondendo a valores para $T_a=20^\circ\text{C}$, $E=800\text{W/m}^2$ e $V=1\text{m/s}$. Assim para uma determinada temperatura da célula T_c torna-se necessário fazer um ajuste das características I_{SC} , V_{OC} e V_t .

$$I = I_{SC} * \left(1 - e^{-\frac{V - V_{OC} + R_s I}{V_t}} \right)$$

$$V_t = \frac{k * T_c}{q}$$

A temperatura da célula T_c pode ser calculada em função da temperatura ambiente T_a e da irradiância G .

$$T_c = T_a + G \cdot \frac{NOCT - 20}{800} - \frac{P}{S \cdot (K_C + v_{vento} \cdot K_V)}$$

$(^\circ\text{C})$ $(^\circ\text{C})$ (W/m^2) (W)
 $(^\circ\text{C})$ (W/m^2) m^2 m/s
 $\text{J.K}^{-1}.\text{m}^{-2}$ $\text{J.K}^{-1}.\text{m}^{-3}$

O último termo da expressão anterior resulta num valor muito pequeno e que na maior parte dos casos é ignorado. Nas expressões seguintes demonstra-se a influência da temperatura nas características V_{OC} e I_{SC} .

$$V_{OC}(T_c) = V_{OC}(25^\circ\text{C}) - \beta * (T_c - 25) , \text{ com } \beta \approx 0,0023 \text{ (V/}^\circ\text{C)}$$

$$I_{SC}(T_c) = I_{SC}(25^\circ\text{C}) + (1 + \alpha(T_c - 25)), \text{ com } \alpha \approx 0,065 \text{ \%/}^\circ\text{C}$$

Na figura 2.8 pode verificar-se a influência da variação da temperatura para um painel fotovoltaico de silício monocristalino de 72 células.

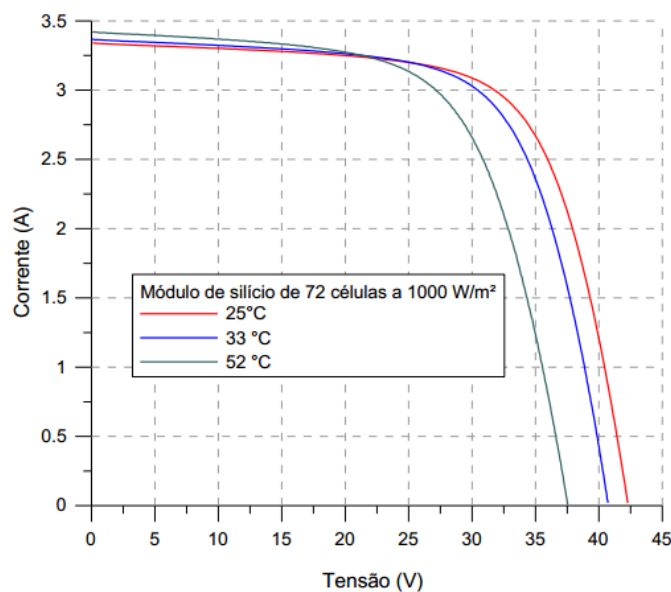


Figura 2.8 - Curvas I-V de um painel fotovoltaico de silício monocristalino de 72 células para 1000 W/m², determinadas a diferentes temperaturas [6]

2.2.2.3 - Influência da variação da resistência interna na curva I-V

Relativamente às resistências internas de uma célula fotovoltaica, os valores de R_s variam entre 0,01 e 0,1 Ω , enquanto que os valores de R_p variam entre 5 e 300 Ω . Ao aumentar R_s ou diminuir R_p a característica $I = f(V)$ desce mais rapidamente, reduzindo a potência máxima. O aumento de R_s resulta numa diminuição de I_{SC} , uma vez que a redução da queda de tensão na resistência provoca um aumento da corrente de diodo. A diminuição de R_p resulta numa diminuição de V_{OC} . Nas figuras 2.9 e 2.10 pode verificar-se o efeito na célula da variação das resistências R_s e R_p respetivamente.

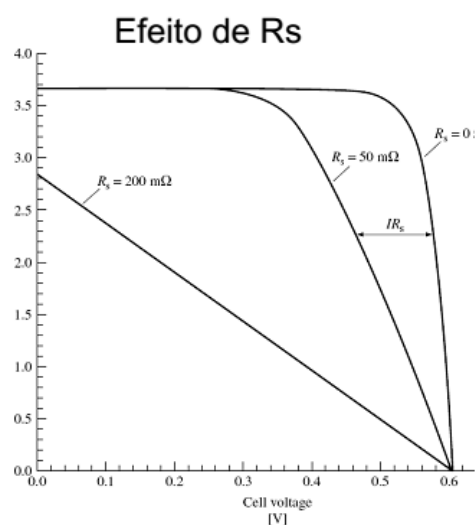


Figura 2.9 - Efeito da variação de R_s na curva I-V de uma célula fotovoltaica [3]

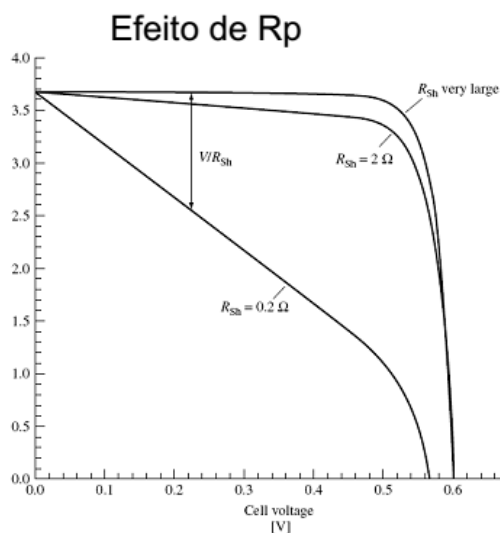


Figura 2.10 - Efeito da variação de R_p na curva I-V de uma célula fotovoltaica [3]

2.3 - Painéis Fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos ou módulos fotovoltaicos são os equipamentos utilizados para conversão de energia solar em energia elétrica. Estes módulos podem ser ligados em série ou paralelo, formando um gerador fotovoltaico.



Figura 2.11 - Pannel fotovoltaico policristalino *SolarWorld* [7]

A tecnologia fotovoltaica tem vindo a desenvolver-se exponencialmente com a procura de alternativas aos combustíveis fósseis. Atualmente há no mercado diversos tipos de painéis fotovoltaicos, sendo que com o passar do tempo, há cada vez mais tecnologias de conversão, as quais cada vez mais desenvolvidas. Os processos de fabrico das células fotovoltaicas estão cada vez mais eficientes e as mesmas também são cada vez mais eficientes, ou seja, apresentam com o passar do tempo um custo inferior e um rendimento superior.

2.3.1 - Tecnologias de Conversão - Primeira Geração

O silício é o material mais importante para as células solares cristalinas. Atualmente 95% de todas as células solares do mundo são de silício, podendo ser explorado uma vez que existe em quantidade quase ilimitada na Terra. Apesar de não haver limitações relativas à disponibilidade, o silício não existe na natureza enquanto elemento químico mas sim associado à areia de sílica. Para permitir a sua utilização é necessária a obtenção do elemento químico, segundo o seguinte processo:

- A areia de sílica é aquecida e fundida num cadinho, juntamente com pó de carvão, de forma a separar o oxigénio indesejado do dióxido de silício. Obtém-se o silício metalúrgico, com pureza de 98%, sendo no entanto insuficiente para aplicações eletrónicas;
- O silício metalúrgico é purificado através de um processo químico, sendo cuidadosamente depositado num forno com ácido clorídrico. Deste processo resultam os químicos hidrogénio e triclorosilano, este último é um líquido que ferve a 31 °C e é destilado em sucessivas etapas de forma a reduzir a sua percentagem de impurezas;
- Após obtenção da pureza necessária, o triclorosilano é reduzido a silício com a ajuda do hidrogénio a 1000 °C.

O silício obtido neste processo tem a qualidade necessária para aplicação eletrónica, podendo ser utilizado, por exemplo, na produção de células monocristalinas e policristalinas.

2.3.1.1 - Células de silício monocristalino

As células de silício monocristalino são obtidas principalmente através do processo de Czochralski. Este processo consiste na imersão do núcleo do cristal num banho de silício fundido, a 1420 °C, e retirando o mesmo do banho enquanto se roda lentamente. São assim obtidos cristais únicos redondos com um diâmetro de 30 cm e vários metros de largura. Os cristais redondos são posteriormente estriados em barras semiquadradas e depois cortados em pastilhas de 0,3 mm. Durante o processo de estriagem dos cristais únicos e de corte das

pastilhas há uma perda de grande parte do silício em pó de serragem. A partir das pastilhas, já com impurezas positivas, produz-se a camada com impurezas negativas é produzida a camada com impurezas negativas através da difusão de fósforo, a temperaturas de 800 a 1200 °C. Após a união a camada de contacto posterior, as pastilhas são equipadas com pistas elétricas e com uma camada de anti-reflexão na parte frontal. Através deste processo as células obtidas têm uma eficiência de 15 a 18%.

O silício monocristalino pode também ser obtido através do processo de zona flutuante. Este processo é utilizado para a produção de células solares de maior pureza e eficiência (1 a 2%). Para este processo, no entanto, o material bruto necessário para alcançar esta pureza, uma barra de silício cristalino de extrema pureza, é muito dispendioso. A barra de silício é reduzida através de uma espiral e fundida do fundo até à parte superior com a ajuda de um campo de altas frequências. A partir do núcleo do silício monocristalino, é produzido silício monocristalino no topo da barra, à medida que esta arrefece. O material impuro fica preferencialmente no banho de fusão [3].



Figura 2.12 - Célula fotovoltaica de silício monocristalino [8]

2.3.1.2 - Células de silício policristalino

O processo mais comum de produção do silício policristalino é o de fundição de lingotes. Neste processo, o silício em estado bruto é aquecido no vácuo até uma temperatura de 1500 °C e depois arrefecido na direção da base do cadinho, a uma temperatura aproximada de 800 °C. Desta forma são criados blocos de silício de 40x40 cm² com uma altura de 30 cm. Estes blocos são primeiro serrados em barras e posteriormente em pastilhas com espessura de 0,3 mm. Tal como para o silício monocristalino, há perda significativa de silício na forma de pó de serragem. Após introdução de impurezas de fósforo, a camada posterior de contacto é unida à pastilha. No final são fixados os contactos elétricos no lado frontal juntamente com

uma camada de anti-reflexão. Através deste processo obtêm-se células de silício policristalino com eficiência de 13 a 15% [9].



Figura 2.13 - Célula fotovoltaica de silício policristalino [8]

As células POWER são constituídas por pastilhas policristalinas produzidas por fundição de lingotes. Após a obtenção das pastilhas, as mesmas são tratadas num processo estrutural mecânico, sendo polidos sulcos em ambos os lados da pastilha de silício, recorrendo a uma fresadora com uma lâmina de rotação rápida. São então criados orifícios macroscopicamente diminutos na interseção dos sulcos onde a célula é transparente, variando a transparência entre 0 e 30%, de acordo com o tamanho do orifício. Estas células terão uma eficiência de 10% para 10% de transparência e apresentam uma espessura de 0,3 mm. O padrão estrutural semelhante a cristais de gelo da célula policristalina permanece visível [9].

2.3.1.3 - Silício monocristalino vs Silício policristalino

O silício monocristalino e o silício policristalino dominam atualmente o mercado de células solares fotovoltaicas e é frequentemente discutida qual a melhor opção. A resposta a esta questão é muito relativa e está dependente das preferências de cada um, no entanto apresenta-se de seguida uma lista de vantagens e desvantagens de cada, que pretende dar as informações que permitam uma escolha consciente entre as opções.

Silício Monocristalino - Vantagens:

- Maior eficiência, tipicamente entre 15% e 18%;
- Melhor resultado na relação espaço-eficiência, sendo que para uma mesma potência de painel ocupam menos espaço quando comparados com qualquer outro tipo de tecnologia de geração;

- Maior tempo de vida, tendo na sua maioria garantias de 25 anos;
- Melhores resultados que os painéis policristalinos quando expostos a situações de pouca luz.

Silício Monocristalino - Desvantagens:

- São os mais caros, podendo não compensar a sua instalação por motivos financeiros;
- Se, no sistema, um painel se encontrar coberto por sujidade, neve ou sombras, pode provocar uma falha geral no circuito;
- O processo de Czochralski é o processo que resulta em maiores perdas de silício.

Silício Policristalino - Vantagens:

- Processo de obtenção mais simples e apresenta custos inferiores;
- Perdas de silício no processo de fabrico são inferiores.

Silício Policristalino - Desvantagens:

- Apresentam menor eficiência, tipicamente entre 13 a 15%;
- Relação espaço-eficiência desvantajosa comparativamente com os painéis de silício monocristalino;
- Podem ser mais desagradáveis relativamente à sua aparência devido à cor azul, enquanto os painéis monocristalinos apresentam uma aparência mais uniforme.

2.3.1.4 - Células de silício laminadas

Nos processos mais utilizados para produção de células fotovoltaicas cristalinas aproximadamente metade do silício em bruto é perdido na forma de pó de serragem. Para além disso, por razões mecânicas, a pastilha cortada requer uma espessura de 0,3 mm. De forma a reduzir as elevadas perdas de material e aumentar a sua exploração foram desenvolvidos diferentes tipos de laminagem de faixas, que permitem produzir lâminas diretamente a partir do banho de fusão do silício. Estas lâminas já possuem a espessura da futura pastilha, sendo apenas necessário que a sua superfície lisa seja cortada em peças com a ajuda de raios laser. A laminagem de faixas permite um consumo menor de energia e matéria face aos processos tradicionais de produção de silício cristalino e apresenta um maior potencial de redução de custos quando comparado com os mesmos. Quatro tecnologias de laminagem de faixas prevaleceram até à fase de maturidade de produção em série e são utilizadas na produção comercial de células solares [9].

2.3.1.4.1 - Células de silício policristalino EFG

O processo EFG foi utilizado na produção industrial em série durante muitos anos. Um corpo de forma octogonal em grafite é imerso no banho de silício e retirado de seguida. Deste banho resultam tubos octogonais de 5,6 m de comprimento, com largura lateral de 10 cm e espessura média da parede de 0,28 mm. As pastilhas, prontas para ser usadas, são cortadas dos oito lados do octógono. Desta forma há uma redução nas perdas de material de 10%. Após a contaminação do material com fósforo e a união da camada de contacto posterior, as pastilhas são equipadas com contactos elétricos no lado frontal e uma camada de anti-reflexão. Estas células apesar de serem policristalinas assemelham-se mais a células monocristalinas na sua aparência e na sua qualidade elétrica, apresentando uma eficiência de 14%.

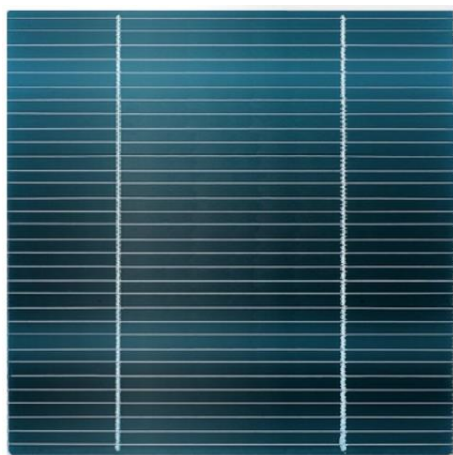


Figura 2.14 - Célula policristalina EFG [10]

2.3.1.4.2 - Células de faixa de filamentos de silício policristalino

Através da laminagem de faixas, lâminas de carbono ou de quartzo, aquecidos a altas temperaturas, são extraídas de um cadinho liso com silício fundido. O silício líquido forma uma pele entre as lâminas e cristaliza em faixas de lâminas de 8 cm de largura. Neste processo contínuo de laminagem, as lâminas são desenroladas de uma bobina e o silício em estado bruto é vertido permanentemente no cadinho, enquanto que a sua faixa que está a aumentar constantemente é cortada em fatias retangulares no seu extremo. Estas células apresentam forma retangular e eficiência de 12% [3].

2.3.1.4.3 - Células de rede dendrítica de silício monocristalino

Estas células são formadas num processo semelhante ao da laminagem de faixas, sendo extraída uma pequena faixa de 5 cm de largura do banho de silício. Neste processo, em vez de lâminas, é imerso um núcleo de cristal de silício no banho. Inicialmente é arrefecido o banho a temperaturas inferiores a 0 °C, o que faz com que o núcleo se estenda na superfície em linhas. Ao içar estas linhas lentamente, formam-se nos extremos duas peças verticais de filamentos de silício, denominadas dendrites. A estrutura apresentada pelo cristal é monocristalina. Os limites, assim como as próprias dendrites, são cortados de acordo com a largura das células e a faixa é cortada em células de 10 cm de largura. As células obtidas, devido à sua reduzida espessura, podem ser dobradas até um raio de curvatura de 15 cm. Estas células apresentam eficiência de 13% e espessura de 0,13 mm.

2.3.1.4.4 - Células policristalinas Apex

As células Apex são as primeiras células resultantes de um procedimento de película fina com silício cristalino que estão preparadas para produção em série. Neste processo, um substrato condutivo de cerâmica substitui a espessa pastilha do silício e é coberta num processo horizontal e contínuo com uma fina película de silício policristalino de 0,03 a 0,1 mm como uma camada foto-ativa. Desta forma são criadas células solares em larga escala, apresentando características semelhantes às clássicas células policristalinas. O processo envolve elevadas temperaturas, variando de 900 a 1000 °C, no entanto a escassez de semicondutores de alta qualidade, assim como a elevada velocidade de produção, permitem que seja proveitoso em termos de custos. Estas células apresentam uma eficiência de 9,5%.

2.3.2 - Tecnologias de Conversão - 2ª Geração

A 2ª geração de tecnologias de conversão aparece na década de 90, com o desenvolvimento dos processos de película fina para o fabrico de células solares a tornar-se cada vez mais importante. Nesta geração, os semicondutores foto-ativos são aplicados em finas camadas num substrato.

Os materiais semicondutores utilizados são o silício amorfo, o telurieto de cádmio e o diseleniuto de cobre. Devido à elevada absorção luminosa destes materiais, é possível com camadas de espessura inferior a 0,001 mm converter a luz solar. Comparativamente à 1ª geração, as células de película fina requerem temperaturas significativamente mais baixas, situando-se entre os 200 e os 500 °C. É possível então verificar o elevado potencial desta 2ª geração, uma vez que há um consumo menor de materiais e energia para o fabrico das células, reduzindo os custos de produção.

Os métodos envolvidos na produção das células incluem a disposição por vaporização, processos de disposição catódica e banhos eletrolíticos. Estes métodos permitem que as células de película fina não estejam restringidas aos formatos *standard* das pastilhas.

2.3.2.1 - Célula fotovoltaica de silício amorfo

Esta tecnologia de película fina é das mais antigas. O silício amorfo, ou seja, sem forma, não forma uma estrutura regular de cristal mas sim uma rede irregular. Como resultado, ocorrem ligações livres que absorvem hidrogénio até à saturação. O processo de fabrico ocorre em vácuo, através de vaporização química e as temperaturas envolvidas são baixas, na ordem dos 200 a 250 °C. Estas células apresentam, assim, a vantagem de gastar pouco material e energia, assim como poderem ser utilizadas para criar módulos solares flexíveis sobre qualquer tipo de substrato. O silício amorfo apresenta duas desvantagens principais: a sua baixa eficiência, que varia entre 5 a 8%, e a degradação das células devido à luz nos primeiros 6 a 12 meses de funcionamento, que pode baixar ainda mais os valores de eficiência.



Figura 2.15 - Célula fotovoltaica de silício amorfo [8]

2.3.2.2 - Célula fotovoltaica de Telurieto de Cádmio (CdTe)

Esta tecnologia é fabricada pela *FirstSolar*. As células de CdTe podem ser produzidas em vários processos, podendo estar envolvida a impressão em tela, a disposição galvânica, a pirólise pulverizada ou a vaporização em vácuo. Este último processo permite criar módulos de maiores dimensões e eficiências, utilizando temperaturas aproximadas de 700 °C. Caracteriza-se por apresentar boas eficiências para a 2ª geração, na ordem dos 10%, e custos baixos para produção em massa. Apresenta a desvantagem de utilizar o material pesado Cádmio.



Figura 2.16 - Painel fotovoltaico de Telurieto de Cádmio [11]

2.3.2.3 - Célula fotovoltaica de Diselenieto de Cobre e Índio (CIS)

A tecnologia envolvida na produção destas células utiliza semicondutores à base de calcopirite em alternativa ao silício. O processo de produção é o processo de disposição catódica. Os elementos cobre, índio e selénio são vaporizados simultaneamente numa câmara de vácuo a temperaturas de 500 °C. Ao contrário do silício amorfo, estas células não se degradam com a indução da luz, podendo no entanto apresentar problemas de estabilidade em ambientes quentes e húmidos.

Esta tecnologia apresenta-se bastante eficaz em laboratório, tendo já atingido valores na ordem dos 20%, no entanto, os produtos fabricados apresentam apenas 12% de eficiência. Comercialmente estas células são uma solução que se encontra entre o silício amorfo e o silício cristalino, tanto a nível de preço como de eficiência.

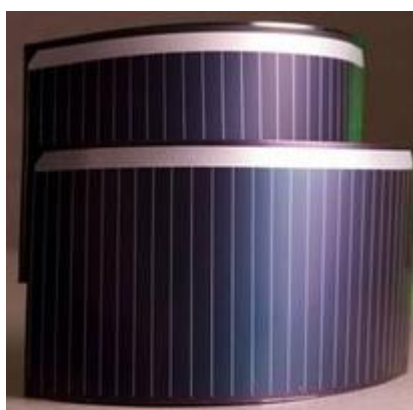


Figura 2.17 - Células fotovoltaicas CIS [12]

2.3.3 - Tecnologias de Conversão - 3ª Geração

Com a 3ª geração das tecnologias de conversão surge a possibilidade de depositar películas finas sobre substratos flexíveis. Nestas tecnologias podem-se encontrar as células orgânicas e termofotovoltaicas. Relativamente às primeiras, apresentam um potencial bastante promissor, devido ao seu baixo custo, inferior a 0,5€/Wp. O seu processo de fabrico consiste na formação de uma célula FV a partir de compostos orgânicos semicondutores, como o dióxido de titânio. Há a possibilidade de formar estas células sobre plásticos e outras películas flexíveis, podendo ser parcialmente transparentes e apresentar cores distintas, o que as torna interessantes para aplicação em edifícios. A base deste processo é a cópia do processo de fotossíntese que ocorre nas plantas. Atualmente, as células orgânicas já atingiram rendimentos de 5%, mas o seu potencial prevê que futuramente se atinjam valores entre os 10 e os 15%.

As células termofotovoltaicas funcionam no princípio de conversão da radiação solar em calor e posteriormente ter uma célula fotovoltaica “sintonizada” para uma banda estreita de comprimentos de onda térmicos [3].

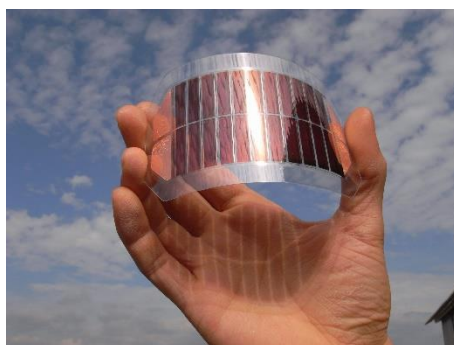


Figura 2.18 - Célula fotovoltaica orgânica [13]

2.4 - Inversores

Os inversores são dispositivos elétricos ou eletromecânicos capazes de converter sinais de corrente contínua (DC) em sinais de corrente alternada (AC). Nos sistemas fotovoltaicos, esta conversão corresponde à ligação entre o gerador fotovoltaico (DC) e a rede ou carga (AC). Assim, o inversor é um elemento fundamental dos sistemas fotovoltaicos para que se possa utilizar a energia produzida.

Atualmente, os inversores solares são capazes de realizar as seguintes funções:

- Conversão DC/AC, de acordo com os requisitos técnicos e de segurança estipulados;
- Registo de dados operacionais e de sinalização;

- Dispositivos de proteção AC e DC, tais como proteção de polaridade, proteção contra sobrecargas e sobretensões e equipamento de proteção de interligação com a rede.

A escolha do inversor é fundamental num sistema fotovoltaico, uma vez que tem de ser adequado às diversas necessidades do sistema, tanto a nível de potência como outras condicionantes, tais como o número de painéis por *string* ou número de *strings* que vão alimentar o inversor. É também importante ter em conta, na escolha do inversor, que o mesmo consome energia mesmo quando não há carga. Alguns inversores são capazes de detetar a ausência de carga e, quando esta situação se verifica, desligam a sua saída, voltando a ligar a mesma quando o consumo de energia é detetado.



Figura 2.19 - Inversor HUAWEI SUN2000 [14]

2.5 - Baterias

As baterias são um componente essencial no mundo tecnológico atual e estão em constante desenvolvimento, procurando sempre um aumento na sua capacidade e no seu tempo de vida e uma redução nos seus custos.

Os sistemas fotovoltaicos dependem da irradiação proveniente do sol para a produção de energia, o que limita o seu horário de funcionamento às horas de exposição à luz solar. Desta forma, a integração de baterias torna-se importante para o armazenamento de energia sempre que não se pretende utilizar a mesma quando é produzida nem efetuar venda à rede. No caso de sistemas isolados, as baterias são mesmo essenciais, uma vez que a energia produzida e não consumida durante o dia tem de ser armazenada para os períodos em que será efetivamente necessária.

Existem vários tipos de baterias que são usualmente utilizadas nos sistemas fotovoltaicos. Entre as diversas baterias disponíveis é necessário compreender as suas características e

propriedades básicas de forma a que se possa efetuar a melhor escolha para a aplicação que se pretende. Na escolha de uma bateria devem ser tidos em conta os seguintes parâmetros:

- Capacidade da bateria (Ah);
- Tensão nominal;
- Auto-descarga;
- Profundidade de descarga;
- Profundidade de descarga máxima.

A capacidade das baterias varia com a temperatura, aumentando em 1% por cada 1 °C, no entanto, para temperaturas mais elevadas há uma diminuição do tempo de vida da bateria. Com temperaturas muito baixas há a possibilidade de o eletrólito congelar. É necessário também considerar o número de ciclos de vida de uma bateria tendo em conta que para um sistema FV os ciclos de carga e descarga são diários.

2.5.1 - Baterias de Chumbo-Ácido

As baterias de chumbo-ácido são as mais utilizadas nos sistemas fotovoltaicos, sendo utilizadas em cerca de 90% dos sistemas, devido ao seu baixo preço. Estas baterias podem assegurar elevadas e reduzidas correntes de carga com uma boa eficiência.

Vantagens [15]:

- Baratas e simples de fabricar;
- Tecnologia madura e confiável;
- Auto-descarga baixa;
- Exigências de manutenção baixas;
- Suporta taxas elevadas de descarga.

Desvantagens [15]:

- Não pode ser armazenada de estiver descarregada;
- Baixa densidade de energia;
- Possui número limitado de ciclos cheios de descarga;
- O eletrólito e conteúdo da carga podem causar danos ambientais, apresentando por isso também limitações ao nível do transporte;
- Devem ser carregadas com correntes baixas, o que aumenta significativamente o tempo de carregamento;
- Necessitam de reposição de água a intervalos regulares.



Figura 2.20 - Bateria chumbo-ácido [16]

2.5.2 - Baterias de Níquel-Cádmio

As baterias de níquel-cádmio foram a segunda tecnologia a ser desenvolvida no campo das baterias recarregáveis. Para além dos sistemas fotovoltaicos estas baterias são utilizadas em telemóveis, equipamentos médicos, câmaras de vídeo e outras ferramentas elétricas.

Vantagens:

- Fiáveis e resistentes;
- Não necessitam de regulador;
- Podem manter-se longos períodos com baixo estado de carga;
- Apresentam tensão estável;
- Necessitam de pouca manutenção;
- Funcionam com temperaturas muito baixas;
- Carregam-se com correntes muito elevadas, o que significa uma redução no tempo de carga;
- Elevado número de ciclos de carga e descarga;
- Armazenamento e transporte simples.

Desvantagens:

- Baixa densidade de energia;
- Efeito memória;
- Possuem o metal pesado cádmio, sendo potencialmente perigosas para o ambiente;
- Apresentam alta taxa de auto-descarga.

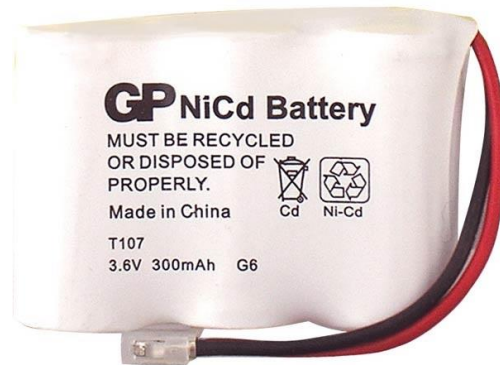


Figura 2.21 - Bateria de níquel-cádmio [17]

2.5.3 - Baterias de Gel (Baterias VRLA)

As baterias VRLA constituem uma versão melhorada das baterias de chumbo-ácido, apresentando uma redução das desvantagens face às mesmas. Seguidamente são apresentadas as vantagens deste tipo de bateria.

Vantagens:

- São caracterizadas por uma reduzida sulfatação do ácido;
- Possuem ciclo de vida útil elevado;
- Não libertam gases;
- O invólucro é completamente selado, isento de derrames, o que permite a instalação da bateria em qualquer localização;
- Não requer cuidados de manutenção.

Desvantagens:

- Preço mais elevado face às baterias de chumbo-ácido;
- Maior sensibilidade a sobrecargas.



Figura 2.22 - Bateria VRLA [18]

2.5.4 - Baterias de Níquel-Hidreto Metálico

As baterias de níquel-hidreto metálico são semelhantes às baterias de níquel-cádmio, apresentando no entanto ciclos de vida e densidades de energia bastante diferentes.

Vantagens:

- Capacidade 50 a 100% maior que as baterias de níquel-cádmio;
- Redução significativa do efeito memória;
- Armazenamento e transporte simples;
- A ausência do cádmio faz com que não sejam uma ameaça ao meio ambiente.

Desvantagens:

- Vida útil reduzida, quando sujeitas a repetidos ciclos de carga e descarga;
- Corrente limitada de descarga;
- Processo de carga gera mais calor e é mais demorado quando comparado com as baterias de níquel-cádmio;
- Elevada taxa de autodescarga;
- Requerem elevada manutenção;
- Elevado custo face às baterias de níquel-cádmio.



Figura 2.23 - Bateria de níquel-hidreto metálico [19]

2.5.5 - Baterias de Lítio

O lítio apresenta, entre todos os materiais utilizados em baterias, o maior potencial eletroquímico e a maior densidade de energia por peso, para além de ser o mais leve.

Vantagens:

- Densidade de energia elevada;
- Auto-descarga baixa;
- Baixa manutenção, não sendo necessária nenhuma descarga periódica;
- Não possui memória.

Desvantagens:

- Requer circuito de proteção;
- A bateria é perigosa se sobrecarregada;
- Envelhecimento precoce, se não for sujeita a condições de armazenamento favoráveis;
- Elevado custo de fabrico;
- Tecnologia ainda não atingiu a maturidade.



Figura 2.24 - Bateria de íons de lítio [20]

2.5.6 - Baterias Tesla *Powerwall*

A Tesla desenvolveu recentemente a bateria Tesla *Powerwall*. Esta bateria foi desenvolvida especificamente para carregar quando alimentada por painéis solares fotovoltaicos, o que a torna especialmente interessante para os sistemas estudados nesta dissertação. A empresa fabricante apresenta três objetivos principais, ou três necessidades que se pretendem suprimir, com esta bateria:

- Eletricidade solar durante a noite - a bateria permite acumular energia gerada durante o dia e gastar nos períodos de ponta noturnos;
- Instalações de autoconsumo com injeção zero;
- *Backup* de emergência - utilizar energia armazenada de forma a manter a instalação alimentada em caso de falha na rede.



Figura 2.25 - Bateria Tesla *Powerwall* [21]

As baterias Tesla *Powerwall* apresentam capacidade para acumular 7 kWh de energia no modelo de ciclo diário e 10 kWh no modelo de ciclo semanal, o que permite acumular energia suficiente para alimentar a maior parte das instalações domésticas, quando carregada durante o dia através de painéis fotovoltaicos. Está prevista a capacidade de instalação de

múltiplas baterias quando a instalação apresentar maior necessidade de energia para satisfazer o consumo.

Estas baterias ainda não são comercializadas em Portugal e não há ainda uma data prevista para a comercialização. As baterias foram colocadas à venda, em 2015, por um valor de 3750 dólares para a versão de 10 kWh e 3000 dólares para a versão de 7 kWh [21].

Na figura 2.26 pode verificar-se o esquema de funcionamento previsto para este tipo de bateria.

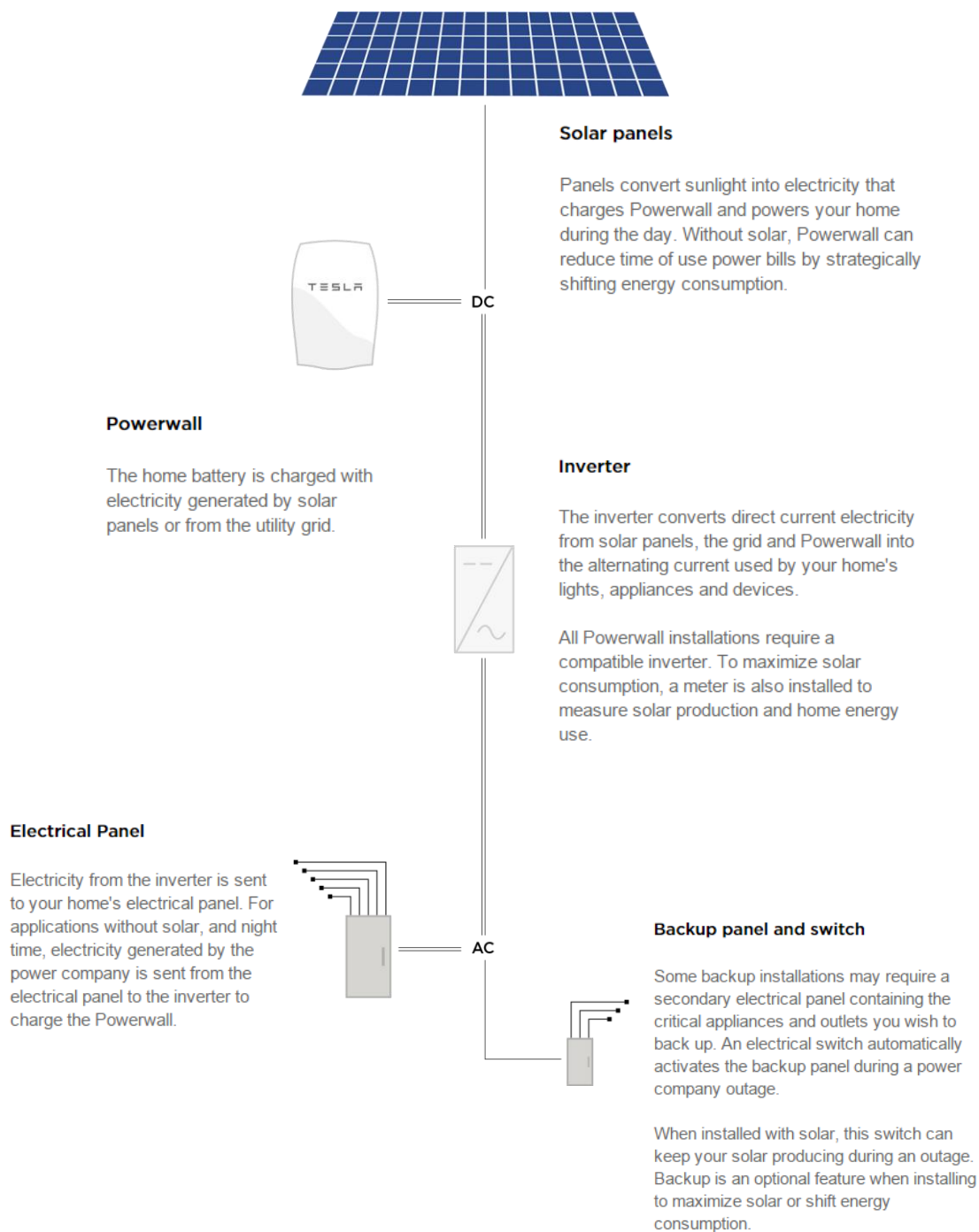


Figura 2.26 - Esquema de funcionamento da bateria Tesla *Powerwall* [21]

2.6 - Reguladores de Carga

Os reguladores de carga são controladores responsáveis pela duração da vida útil das baterias. A sua função é a de manter as baterias dentro de determinados parâmetros e limites de carga, impedindo a ocorrência de sobrecargas ou de descargas profundas. Desta forma garante-se um maior potencial nas baterias e um armazenamento da energia com maior eficácia. Os controladores de carga possuem uma série de dispositivos que permitem o conhecimento permanente sobre o estado de carga do sistema.

Os dispositivos reguladores de carga são significativamente mais utilizados nos sistemas isolados, devido à maior necessidade ou até mesmo ao caráter essencial das baterias nestes sistemas. Nestes casos, a ligação dos painéis fotovoltaicos é feita ao regulador e só depois às baterias para alimentação.



Figura 2.27 - Regulador de carga utilizado em sistemas fotovoltaicos [24]

2.7 - Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser enquadrados em dois tipos: sistemas ligados à rede elétrica e sistemas isolados.

2.7.1 - Sistemas Ligados à Rede Elétrica

Os sistemas ligados à rede elétrica são sistemas que podem ser de dois tipos: sistemas de produção para venda à rede ou sistemas de produção para autoconsumo.

A produção para venda à rede prevê, para a instalação de uma determinada potência, que toda a energia gerada pelo sistema seja vendida à rede e todo o consumo seja abastecido através da rede. No caso de sistemas de produção para autoconsumo preveem que a

instalação seja dimensionada de acordo com as necessidades do consumidor, de forma a produzir maioritariamente um valor igual ou inferior ao consumo. Quando a produção é inferior às necessidades de consumo, a diferença entre esses valores é fornecida pela rede. Em caso de produção de energia superior às necessidades de consumo, a mesma pode ser vendida à rede.

A instalação de baterias neste tipo de sistemas é facultativa, podendo ser utilizada como *backup* ou como forma de acumular a energia produzida para consumo em períodos de ponta.

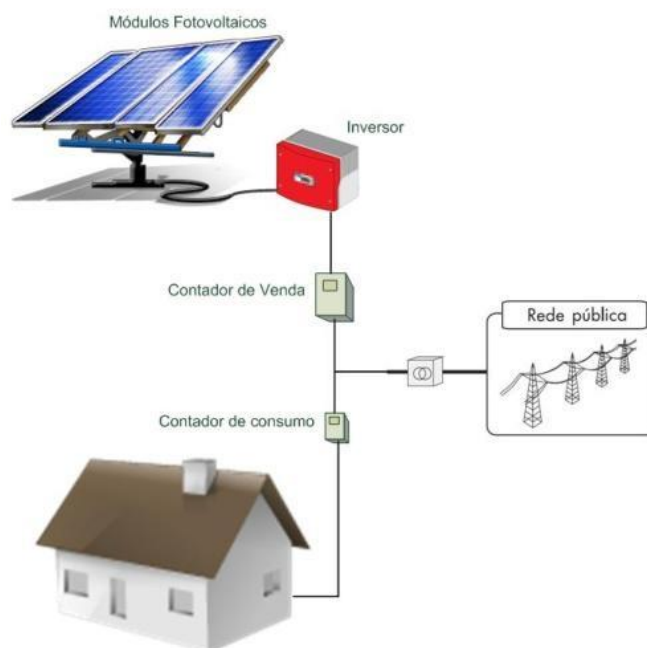


Figura 2.28 - Sistema fotovoltaico ligado à rede [22]

2.7.2 - Sistemas Isolados

Os sistemas isolados são, como o nome indica, autónomos e independentes da rede elétrica. Estes sistemas são particularmente interessantes para zonas remotas, em que a ligação à rede não é possível ou implica elevados custos de investimento para permitir a alimentação das instalações.

A instalação de baterias em sistemas isolados é considerada essencial, de forma a acumular a energia produzida para períodos em que não há sol. As baterias permitem que a energia gerada durante o dia possa ser utilizada a qualquer altura do dia.

O planeamento de um sistema fotovoltaico isolado deve ter em conta os seguintes fatores:

- Potência necessária para a instalação;
- Consumo de energia previsto;
- Tipo de consumo (DC, AC, monofásico ou trifásico);
- Período de utilização da energia;
- Localização e clima da instalação.

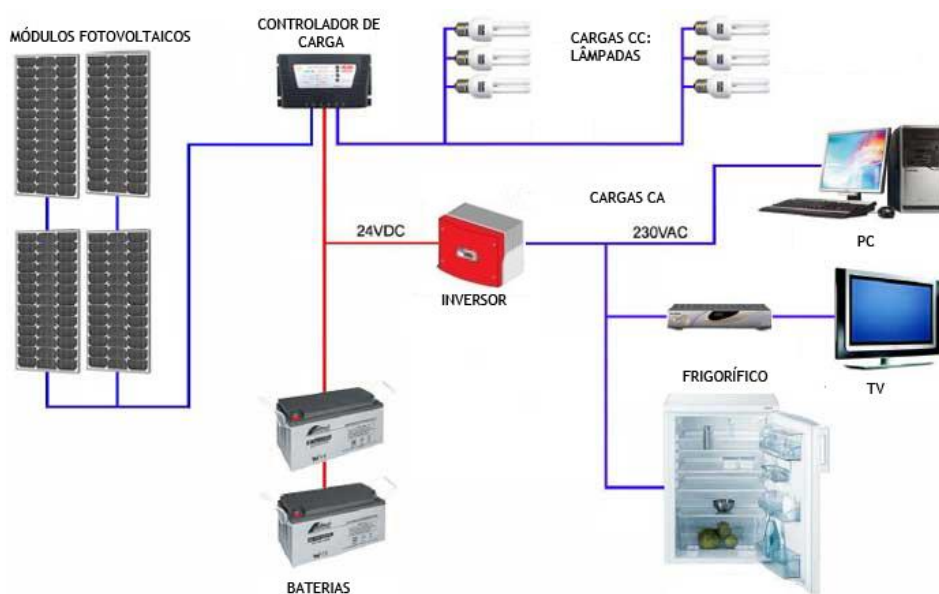


Figura 2.29 - Sistema fotovoltaico isolado [22]

Os sistemas fotovoltaicos isolados podem ter várias aplicações:

- Eletrificação rural;
- Sinalização terrestre;
- Telecomunicações;
- Barcos ou caravanas;
- Refúgios de montanha;
- Instalações no espaço.

Este último tipo de instalação tem vindo a ser um dos grandes impulsionadores do desenvolvimento da indústria solar fotovoltaica. As necessidades energéticas no espaço e a óbvia incapacidade de alimentação entre a Terra e as instalações espaciais fizeram com que a aposta neste tipo de tecnologia aumentasse significativamente. Pode verificar-se, na

Estação Espacial Internacional, a utilização de silício monocristalino nos painéis fotovoltaicos que garantem uma potência de 110 kW [23].



Figura 2.30 - Paineis fotovoltaicos de silício monocristalino na Estação Espacial Internacional [23]

Capítulo 3

Autoconsumo e UPP

3.1 - Enquadramento Legal

O atual regime de produção distribuída surge de uma redefinição de prioridades por parte do governo português, apresentando as vantagens na figura 3.1.

1. Promove produção próxima do ponto de consumo, reduzindo as perdas na rede
2. Promove capacidade de produção renovável (tipicamente de origem solar) e proveniente de recursos endógenos
3. “Democratiza” a produção de eletricidade, permitindo a entrada de novos *players* de pequena dimensão e aumentando a concorrência na atividade de geração
4. Reduz concentração das unidades de produção (funcionamento em teia), beneficiando a segurança de abastecimento
5. Reduz as necessidades elétricas em ponta (caso do solar PV)
6. A médio / longo prazo, limita necessidades de investimento na RESP (embora possa criar desafios ao nível da rede em Baixa Tensão)
7. Dinamiza indústria fotovoltaica, que apresenta uma considerável incorporação nacional (p.e. instaladores, manutenção, fabrico de componentes)
8. Promove a criação de emprego e contribuiu para formação, qualificação e desenvolvimento de recursos técnicos, nomeadamente ao nível das economias locais

Figura 3.1 - Vantagens proporcionadas pelo modelo de produção distribuída [25]

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei (DL) 153/2014 de 20 de Outubro, é estabelecido um novo regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo por parte da instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem

ligação à rede elétrica, baseada em tecnologias renováveis ou não renováveis, sendo as mesmas designadas como “Unidades de Produção para Autoconsumo” (UPAC). O mesmo DL estabelece ainda o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade à rede elétrica de serviço público (RESP), por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis. Estas unidades serão classificadas como “Unidades de Pequena Produção” (UPP).

A publicação deste DL abre pela primeira vez as portas à possibilidade de instalação de unidades de produção para autoconsumo, algo impossível até à data, uma vez que a anterior legislação previa a venda de toda a energia produzida à RESP.

A instalação de uma UP está sujeita a registo prévio e a sua entrada em exploração sujeita à obtenção de certificado de exploração, salvo em certas exceções:

- Uma UPAC com potência instalada superior a 1 MW carece de licença de produção e licença de exploração;
- As UPAC com potência instalada superior a 200 W e inferior a 1,5 kW ou cuja instalação elétrica de utilização não se encontre ligada à RESP, está sujeita a mera comunicação prévia de exploração;
- As UPAC com potência instalada igual ou inferior a 200 W estão isentas de controlo prévio.

Para além dos registos referidos anteriormente, todos os titulares de UPAC que pretendam fornecer energia elétrica não consumida à RESP, mesmo que com potência instalada inferior a 1,5 kW, estão sujeitos a registo prévio e obtenção de certificado de exploração.

A legislação prevê a possibilidade de pluralidade de registos de UP em nome de um mesmo produtor, desde que a cada instalação de utilização só esteja associada uma única UP em nome de um mesmo produtor. O registo inicia-se com a formulação do pedido no Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP) e é obrigatório para todas as unidades com potência superior a 1,5 kW, assim como para as UPAC que tenham potência inferior a 1,5 kW e pretendam fornecer a energia não consumida à RESP. O registo de uma UP torna-se definitivo apenas com a emissão do certificado de exploração.

As UP terão que ser obrigatoriamente executadas por entidade instaladora inscrita no SERUP, entidade esta que deve assegurar-se de que os equipamentos a instalar estão certificados e que a UP se encontra devidamente registada nos termos da legislação.

A legalização do autoconsumo através de instalações de cogeração foi aprovada mais recentemente, com o DL 68-A/2015 de 30 de abril. Este DL garante, para instalações de autoconsumo com energia produzida através de cogeração e que tenham potência elétrica de injeção inferior a 20 MW, a compra de todo o excedente por parte do comercializador de último recurso (CUR). Considera-se que a cogeração opera em modo de autoconsumo quando a energia elétrica produzida, para além de utilizada nos serviços auxiliares, se destine ao abastecimento de uma unidade de utilização associada, e a energia térmica se destine ao

próprio cogrador ou seja fornecida a terceiros. A modalidade geral do regime remuneratório associado à cogeração engloba duas submodalidades [26]:

- Submodalidade A - Esta submodalidade integra as cogerações com potência de injeção à rede igual ou inferior a 20 MW que operam em modo de autoconsumo da eletricidade produzida;
- Submodalidade B - Integra as cogerações que operam em regime de venda, total ou parcial, de eletricidade produzida em mercados organizados ou mediante contratos bilaterais.

3.2 - As UPP

Atualmente considera-se um novo regime de pequena produção, do qual surgem as UPP. O anterior enquadramento legislativo previa dois modelos de produção em pequena escala, correspondendo ao mesmo a microprodução e a miniprodução (figura 3.2).

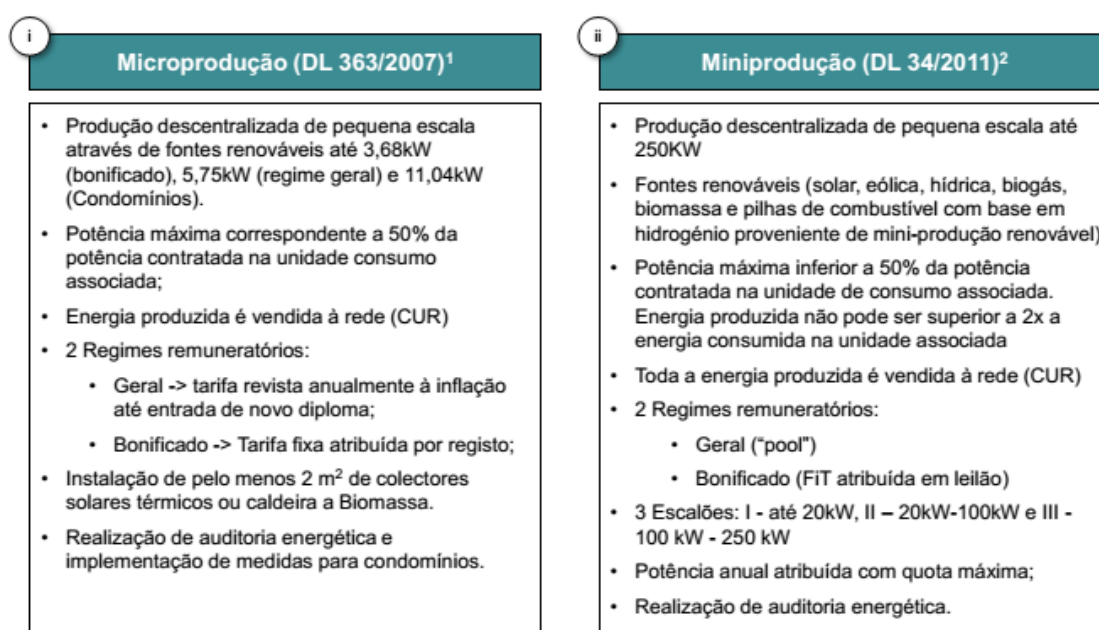


Figura 3.2 - Enquadramento legislativo em vigor prévio à entrada do DL 153/2014 [25]

Até à entrada em vigor do DL 153/2014, Portugal possuía entre micro e miniprodução uma capacidade total instalada de 135 MW. Com a legislação atual, a micro e miniprodução enquadram-se num só regime: a pequena produção.

As UPP podem unicamente produzir energia através de fontes de energia renováveis. Para além disto têm um limite de potência de 250 kW, desde que também seja inferior à potência contratada para a instalação.

O novo regime obriga a que o limite de produção anual seja inferior a duas vezes o consumo da instalação onde a UPP é instalada (no caso de produção em excesso a esse valor a mesma não será remunerada) e, tal como acontecia anteriormente com a micro e miniprodução, toda a energia seja vendida ao CUR.

A remuneração para as UPP será baseada em tarifa obtida em leilão para a totalidade da produção. A tarifa de remuneração terá validade por um período de 15 anos e os produtores não podem optar por aderir a outro regime durante o prazo de vigência da respetiva tarifa. A publicação da portaria nº15/2015 definiu para esse ano que a tarifa de referência aplicável é de 95€/MWh.

Para efeitos de faturação todas as UPP terão obrigatoriamente de ter contagem. As UPP terão uma quota máxima anual de potência atribuída, que se encontra definida para 20 MW.

O registo das unidades de pequena produção no SERUP permite 3 categorias para atribuição de potência:

- Categoria I - Produtor que pretenda apenas proceder à instalação de uma UPP;
- Categoria II - Produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretenda instalar no local de consumo associado uma tomada elétrica para o carregamento de veículos elétricos;
- Categoria III - Produtor que, para além da instalação de uma UPP, pretenda instalar no local de consumo associado coletores solares térmicos com área mínima de 2m² ou de caldeira a biomassa com produção de energia térmica equivalente.

Para as categorias II e III a tarifa de referência definida para 2015 terá um acréscimo de 10€/MWh ou de 5€/MWh, respetivamente.

Os procedimentos para licenciamento de uma UPP estão exemplificados na figura 3.3.

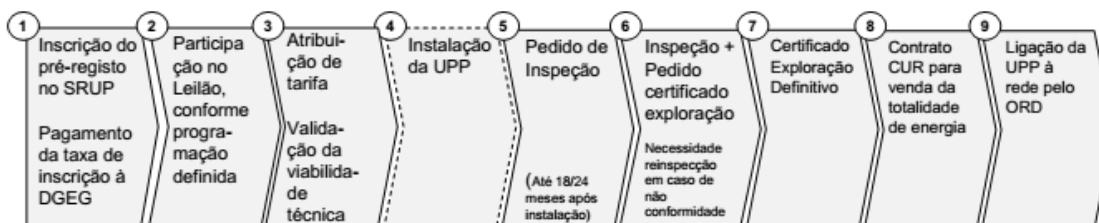


Figura 3.3 - Procedimento para licenciamento de uma UPP [25]

3.3 - Autoconsumo

O autoconsumo, conforme referido anteriormente, passa a ser permitido em Portugal com a entrada em vigor do DL 153/2014, sendo também regulado pela portaria nº14/2015 e pelo DL 68-A/2015.

O novo enquadramento dá prioridade à produção para consumo no local, havendo um mínimo de injeção na rede. Na figura 3.4 é possível ver o esquema de instalação de uma UPAC.

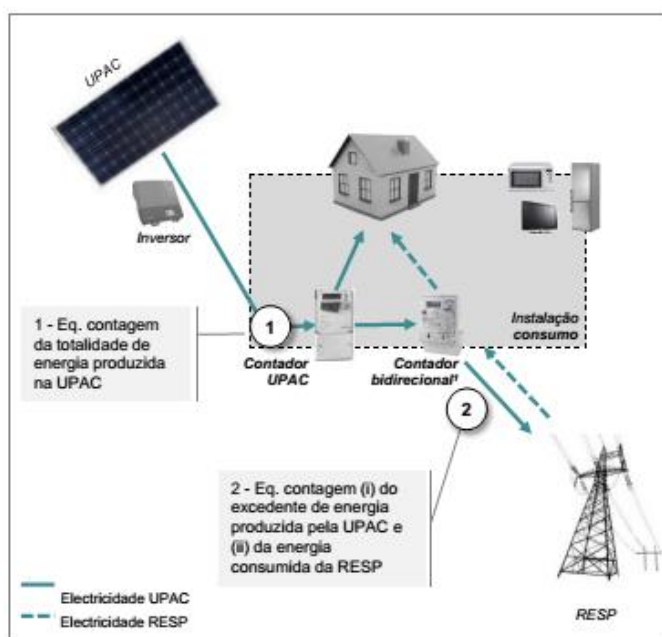


Figura 3.4 - Modelo de funcionamento de uma UPAC, com potência superior a 1,5 kW

Como se pode verificar na figura 3.4, existe a possibilidade de, no caso de produção superior ao consumo, injetar na rede o excesso. Este valor injetado será remunerado de acordo com a figura 3.5:

$$R_{UPAC, m} = E_{fornecida, m} \times OMIE_m \times 0,9$$

Sendo:

- a) « $R_{UPAC, m}$ » — A remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês « m », em €;
- b) « $E_{fornecida, m}$ » — A energia fornecida no mês « m », em kWh;
- c) « $OMIE_m$ » — O valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês « m », em €/kWh;
- d) « m » — O mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP.

Figura 3.5 - Artigo 24º do DL 153/2014 [27]

O contrato de venda e respetivo direito à remuneração está no entanto sujeito a outras condições, sendo para isto obrigatório que a UPAC tenha capacidade inferior a 1 MW para fontes de energia renovável (este limite é passível de alteração por parte do governo, mediante despacho a publicar no Diário da República) ou que a fonte de energia seja a cogeração e tenha potência de injeção à rede inferior a 20 MW.

Todas as UPAC que tenham ligação à RESP e potência superior a 1,5 kW estão sujeitas ao pagamento de uma compensação mensal fixa, nos primeiros 10 anos após obtenção do certificado de exploração. Esta compensação corresponde a uma parcela dos custos de interesse económico geral (CIEG) na tarifa de uso global do sistema e é variável dependendo das seguintes condições.

Para fontes de energia renováveis:

- Valor nulo, quando a potência acumulada de UPAC instaladas não ultrapasse 1% do total da potência instalada no sistema elétrico nacional (SEN);
- 30% dos CIEG, quando a potência acumulada de UPAC instaladas se encontre entre 1 e 3% do total da potência instalada no SEN;
- 50% dos CIEG, quando a potência acumulada de UPAC instaladas exceda 3% do total da potência instalada no SEN.

Para instalações de cogeração [26]:

- Valor nulo, caso a soma de potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada das cogerações da submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas seja inferior a 5% do total da potência instalada no SEN;
- 30% dos CIEG, caso a soma de potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada das cogerações da submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas se situe entre 5% e 7,5% do total da potência instalada no SEN;
- 50% dos CIEG, caso a soma de potência instalada das instalações de cogeração da submodalidade A com a potência instalada das cogerações da submodalidade B que, no todo ou em parte, consumam ou entreguem a instalações de utilização associadas a energia produzida por aquelas exceda 7,5% do total da potência instalada no SEN.

Com o aparecimento do autoconsumo surgiu a discussão sobre qual o setor que teria mais interesse na instalação do sistema, se o setor doméstico e residencial ou o setor comercial e industrial. Esta questão não tem resposta direta, uma vez que está sujeita ao contexto de cada instalação de autoconsumo. A vantagem para o setor comercial e industrial é clara,

bastando para isso verificar quais são as horas de maior produção de energia através de painéis fotovoltaicos, que corresponde a uma fase do dia em que a grande maioria das pessoas se encontra no local de trabalho. No entanto, o autoconsumo é também interessante em termos domésticos, representando uma poupança significativa na fatura.

Seguidamente apresentam-se alguns fatores que favorecem a instalação de autoconsumo no setor comercial:

- Horas de funcionamento e consequentemente de consumo que englobam as horas de produção de um sistema fotovoltaico;
- Áreas disponíveis para a instalação de painéis fotovoltaicos significativamente grandes, o que permite um maior impacto na redução da fatura energética;
- Possibilidade de gerir as máquinas de maior consumo para funcionamento nas horas de produção do sistema.

Foram já realizados estudos para viabilidade em três tarifários diferentes: BTN (para o setor doméstico), BTE e MT (para setores comercial e industrial). Em todas os tarifários, para dimensionamento da instalação é essencial saber o perfil de consumo horário, tendo em conta que o mesmo depende do dia da semana e do mês do ano. A partir do perfil do consumo é importante o ajustamento da potência da UPAC para evitar a injeção de potência na RESP, utilizando os meses de maior produção como referência para este ajustamento. Neste capítulo será analisado o autoconsumo em BTN, sendo posteriormente efetuado um caso de estudo no capítulo 5 para MT.

3.3.1 - Autoconsumo no Setor Doméstico

Em BTN o perfil de consumo não é fornecido pelo CUR, sendo necessária uma medição no local, de forma a obter um perfil fiável para dimensionamento da UPAC. Em alternativa, pode-se basear o estudo no perfil de consumo típico para estas instalações, obtendo, como é óbvio, um resultado com menor precisão. A figura 3.6 apresenta-se um perfil típico de consumo e produção de um consumidor doméstico, com instalação de uma UPAC.

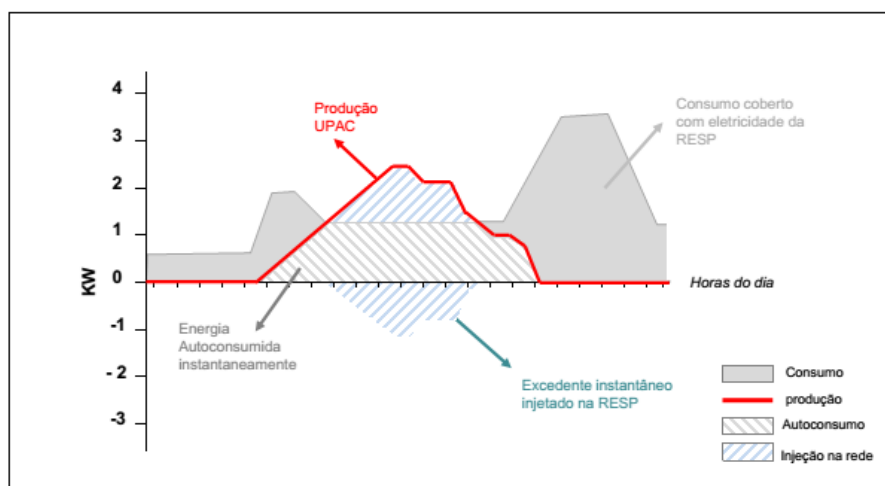


Figura 3.6 - Diagrama de produção e consumo de um consumidor doméstico, sem baterias de armazenamento [28]

Seguidamente, mostram-se os resultados de um estudo de instalação de várias potências de UPAC para os vários escalões de potência contratada em BTN, considerando para todos o tarifário bi-horário.

Potência Contratada (kVA)	Consumo anual (kWh)	Potência do KIT (W)	Potência FV/PC	Energia produzida (kWh)	Energia auto consumida (%)	Energia injectada na RESP (%)	Poupança anual (€)		Poupança anual (%)	
							1º ano	média de 20º ano	1º ano	média de 20º ano
3,45	2.916	250	7%	374	100,0%	0,0%	75	107	12,4%	11,9%
		750	22%	1.121	89,8%	10,2%	207	291	34,0%	32,5%
		1.500	43%	2.243	60,5%	39,5%	308	418	50,7%	46,8%
6,9	5.088	250	4%	374	100,00%	0,0%	75	107	7,0%	6,8%
		750	11%	1.121	99,92%	0,1%	225	320	21,0%	20,2%
		1.500	22%	2.243	85,30%	14,7%	396	556	37,1%	35,2%
10,35	7.401	250	2%	374	100,00%	0,0%	81	115	49,0%	47,0%
		750	7%	1.121	100,00%	0,0%	242	344	14,6%	14,0%
		1.500	14%	2.243	96,34%	3,7%	468	655	28,3%	27,1%
		3.500	34%	5.233	64,39%	35,6%	798	1.095	48,2%	44,9%
20,7	15.855	250	1%	374	100,00%	0,0%				
		750	4%	1.121	100,00%	0,0%				
		1.500	7%	2.243	100,00%	0,0%	485	690	13,8%	13,3%
		3.500	17%	5.233	94,29%	5,7%	1.076	1.525	30,6%	29,3%
		5.000	24%	7.475	82,75%	17,3%	1.384	1.942	39,4%	37,4%

Figura 3.7 - Análise técnica da instalação de UPAC em vários escalões de potência contratada [28]

Como se pode verificar, a poupança aumenta com a potência da UPAC instalada, no entanto é importante considerar o investimento necessário, que naturalmente aumenta com o aumento de potência instalada. Na figura 3.8 pode verificar-se um exemplo de análise económica correspondente à situação apresentada anteriormente.

Potência Contratada (kVA)	Consumo anual (kWh)	Potência do KIT (W)	Potência FV/PC	Energia produzida (kWh)	Energia auto consumida (%)	Energia injectada na RESP (%)	Poupança anual (€)			
							1º ano	média de 20º ano	TIR (%)	Payback (anos)
3,45	2.916	250	7%	374	100,0%	0,0%	75	107	8,0	10,6
		750	22%	1.121	89,8%	10,2%	207	291	5,6	11,7
		1.500	43%	2.243	60,5%	39,5%	308	418	-2,2	15,7
6,9	5.088	250	4%	374	100,00%	0,0%	75	107	7,9	10,7
		750	11%	1.121	99,92%	0,1%	225	320	7,9	10,7
		1.500	22%	2.243	85,30%	14,7%	396	556	5,3	11,8
10,35	7.401	250	2%	374	100,00%	0,0%	81	115	9,8	9,9
		750	7%	1.121	100,00%	0,0%	242	344	9,8	9,9
		1.500	14%	2.243	96,34%	3,7%	468	655	9,8	9,9
		3.500	34%	5.233	64,39%	35,6%	798	1.095	8,2	10,7
20,7	15.855	250	1%	374	100,00%	0,0%				
		750	4%	1.121	100,00%	0,0%				
		1.500	7%	2.243	100,00%	0,0%	485	690	10,8	9,6
		3.500	17%	5.233	94,29%	5,7%	1.076	1.525	16,7	7,7
		5.000	24%	7.475	82,75%	17,3%	1.384	1.942	14,3	8,4

Figura 3.8 - Análise económica da instalação de UPAC em vários escalões de potência contratada [28]

Através das análises técnica e económica é então possível concluir que o dimensionamento da UPAC de acordo com o perfil de consumo de cada instalação é essencial para otimizar a relação entre o investimento e a respetiva poupança na fatura. Esta otimização permitirá uma TIR mais elevada à qual corresponderá um período de retorno do investimento menor.

3.3.2 - Autoconsumo com injeção zero

O autoconsumo pode seguir os procedimentos para funcionamento ligado à rede ou em sistema isolado. O sistema isolado por si só é forçado a um tipo de autoconsumo com injeção zero, uma vez que não tem qualquer contacto com a rede, mas os sistemas ligados à rede também podem optar por um sistema sem injeção, evitando assim a celebração de um contrato de venda com o CUR.

Atualmente, em Portugal, se considerarmos a instalação de um sistema de autoconsumo com injeção zero, verifica-se que o mesmo, apesar de ser benéfico, não se torna ideal. Manter a produção abaixo do consumo significa que o pico de produção estará abaixo do consumo para aquele período horário. Este método apesar de implicar um investimento significativamente mais baixo, o valor que se vai reduzir na fatura será também significativamente mais baixo, não atingindo o máximo do seu potencial e atrasando o retorno do investimento.

No entanto, com o avanço da tecnologia relativa às baterias, que permitem cada vez mais capacidade de armazenamento a um preço competitivo, a ideia de autoconsumo com injeção zero volta a aparecer como uma boa possibilidade. Sabe-se que a produção do sistema fotovoltaico depende das horas de sol e também que um dos períodos de ponta corresponde a

horas em que não há sol, tornando impossível o autoconsumo nesse período e aumentando consequentemente a fatura energética.

A integração de baterias de alta capacidade permite que o sistema seja sobredimensionado de forma a cobrir o consumo em grandes períodos de horas de ponta e cheias, e ainda acumular energia nas baterias para que a mesma seja gasta no período de ponta em que não há sol. Este processo, aliado ao facto de evitar a venda do excedente produzido à rede por um valor claramente baixo face ao que é pago pela aquisição de energia (cerca de 45€/MWh pela venda à rede e acima de 150€/MWh pela aquisição de energia em horas de ponta), valoriza ainda mais a energia produzida, podendo tornar bastante interessante e rentável o investimento neste tipo de tecnologia.

3.3.3 - Autoconsumo em Portugal, na Europa e no Mundo

É importante, para uma análise mais aprofundada do autoconsumo, fazer-se uma análise relativa ao autoconsumo entre Portugal, a Europa (mais concretamente a União Europeia) e também de alguns outros países a nível mundial que apresentam um enquadramento diferente.

3.3.3.1 - Autoconsumo na Europa

Atualmente, grande parte da legislação nos países pertencentes à União Europeia é legislação adaptada que segue normas definidas pela mesma. A União Europeia, embora já se tenha pronunciado relativamente ao autoconsumo, ainda não definiu normas para o mesmo. Assim sendo, a legislação existente é variável entre os diversos países e bastante diferente, como se irá verificar de seguida. Naturalmente, as diferenças de legislação nos países vão também ser responsáveis pelas diversas situações, seja ao nível da aposta no autoconsumo, ao impacto do mesmo no sistema ou até mesmo em redução de emissões.

Relativamente à Europa optou-se por incidir mais sobre a situação relativa a Espanha, cujo mercado, em conjunto com o português, forma o MIBEL (Mercado Ibérico da Energia Elétrica), sendo posteriormente analisados casos de outros países pertencentes à União Europeia.

3.3.3.1.1 - Autoconsumo em Espanha

Em Espanha, o governo tem-se apresentado bastante hostil face à produção de energia solar, sendo prova disso o DL 1699/2011 que regula as ligações à rede por parte de instalações fotovoltaicas. Esta legislação prevê inúmeros procedimentos administrativos, para além de impossibilitar a acumulação de energia em baterias, o que desincentiva a sua aplicação. Para além disto, foi recentemente aprovada em Conselho de Ministros uma nova lei, que embora ainda não esteja em vigor, prevê que todas as instalações de autoconsumo

terão de começar a pagar a chamada “taxa solar”, alegando que essa taxa serve para ajudar a suportar os custos totais do sistema elétrico. Para além disto, instalações até 100 kW não podem vender energia à rede, sendo obrigadas a doar o excedente, sem receber qualquer tipo de compensação. Esta legislação é aplicável tanto para instalações novas como para as já existentes.

A falta de incentivos à produção de energia solar em Espanha fez com que este verão, a geração de energia elétrica, desta forma, alcançasse apenas 6,77% do valor de energia total necessário, correspondendo a uma descida em relação ao valor obtido no ano anterior, no qual atingiu 8,23% [29].

O facto de a nova legislação ser extremamente prejudicial ao crescimento da indústria fotovoltaica em Espanha, fez com que os *players* desta indústria procurassem uma forma de sobrevivência e se verificasse uma adaptação à realidade, através do investimento em instalações de autoconsumo com injeção zero (que também irão ser taxadas pela energia autoconsumida com a nova legislação). A instalação deste tipo de sistemas permite evitar muitas das burocracias necessárias para a injeção na rede e mostra-se eficiente nos setores comercial e industrial, sendo que grande parte das horas de funcionamento destes setores coincidem com as horas de sol, permitindo que a produção seja instantaneamente consumida pela instalação, com a vantagem adjacente de as horas de produção coincidirem com horas cheias e de ponta. Este tipo de instalações necessitam no entanto de um equipamento de controlo de injeção zero, fazendo com que a produção se mantenha sempre igual ou abaixo do perfil de consumo. Para os casos de instalações de autoconsumo de injeção zero, torna-se ainda mais importante o correto dimensionamento da instalação de forma a permitir a amortização do investimento a curto-prazo. Nas figuras seguintes apresentam-se situações verificadas num estudo efetuado no centro de dia Alzheimer León pela AS Solar [30].

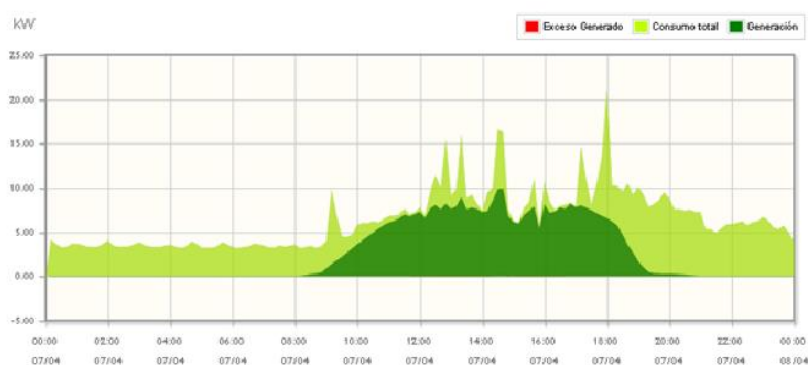


Figura 3.9 - Consumo Total (kWh), produção fotovoltaica (kWh) e preço da energia elétrica/hora (€/kWh) [30]



Figura 3.10 - Produção Fotovoltaica vs Consumo Total [30]

3.3.3.1.2 - Autoconsumo no Resto da Europa

Na Alemanha, verificou-se um incentivo ao autoconsumo desde 2011, com tarifas *premium* para a eletricidade autoconsumida, sendo que quanto maior fosse a taxa de autoconsumo maior a remuneração, incentivando o dimensionamento de instalações para taxas o mais altas possível. Entretanto, como o custo de geração de energia fotovoltaica tem vindo a descer, foram retiradas as tarifas *premium* desses mesmos incentivos. Para que as instalações fossem devidamente dimensionadas para o objetivo do autoconsumo, em 2012 foi introduzido um fator limitante para a injeção na rede. Foi definido para a Alemanha, até 2020, um objetivo ambicioso de 51,75 GWp instalados em sistemas fotovoltaicos, estando instalada até ao final de 2014 uma potência de 35,9 GWp.

Na Itália, a legislação relativa ao autoconsumo corresponde ao DM 05/07/2012, que contempla o “V Conto Energia”, tratando-se este de um esquema de autoconsumo semelhante ao esquema introduzido na Alemanha em 2011. Há também o esquema “Scambio Sul” que assegura remuneração, tanto para a quantidade de energia injetada na rede como para a consumida instantaneamente. Mais recentemente, em julho de 2013, as instalações com potência inferior a 200 kW passam a injetar na rede o excesso de energia produzida ao preço de mercado (cerca de 80€/MWh), podendo este valor ser cobrado ou acumulado para o ano seguinte. Apesar da alteração, mantém-se a vantagem relativamente ao autoconsumo face à compra de energia ao comercializador.

Box 1: Self-consumption benefits for commercial consumers

An Italian food processing company located in the province of Rome, with an annual consumption of about 850.000 kWh and a demand profile shifted strongly in the daytime, has installed a roof-top PV system with a capacity of 320 kWp, producing about 420.000 kWh per year. Thanks to the self-consumption mechanism, this SME is able to use 89% of the solar PV electricity produced onsite (self-consumption rate), resulting in an annual electricity bill saving of about 35% and in a annual reduction of CO₂ emissions by over 200 tons. A German plastics-manufacturing facility located in Hessen, with an annual electricity consumption of ~320.000 kWh and a roof-top PV system with a capacity of 63 kWp, has been able to directly self-consume ~87% of the electricity generated onsite (i.e. 60,000 kWh) - see Figure 1. As a result, the company reduced its electricity bill by over 15% (~50,000 kWh/year).

Figure 1: Sample daily self-consumption profile in a German plastics-manufacturing facility

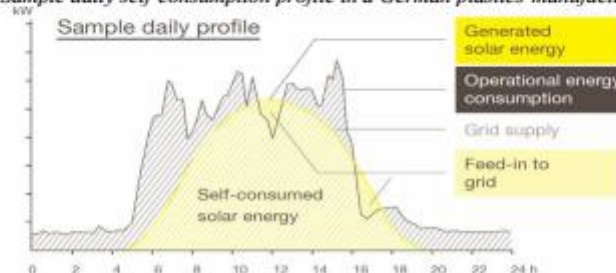


Figura 3.11 - Casos de Estudo para instalações de autoconsumo FV em Itália e na Alemanha [31]

A Dinamarca introduziu regulamentação relativa ao autoconsumo fotovoltaico em 2010, apenas para instalações domésticas, criando o “Energinet.dk”, sendo essa autoridade responsável pelo bom funcionamento do sistema. Essa regulamentação veio sofrendo adaptações e atualmente permite a inclusão de outras tecnologias renováveis no autoconsumo, excetuando a energia geotérmica. Este modelo, contudo, trouxe consequências negativas em termos de impostos e taxas, sendo que o preço de eletricidade para consumidores domésticos atingiu o topo em 2011. Devido à falta de controlo relativa à instalação de sistemas fotovoltaicos, no final de 2012 já tinham sido atingidas as metas estabelecidas para 2020 e por este motivo foram entretanto reduzidos os incentivos para novas instalações [32].

No Reino Unido o autoconsumo é permitido e apresenta um esquema atrativo e mais vantajoso relativamente à Itália e Alemanha, uma vez que inclui ainda uma tarifa de geração de energia. No entanto, têm recentemente vindo a ser sugeridos cortes nos apoios ao autoconsumo, estando prevista uma redução aos apoios de cerca de 87%. Contrariamente ao que acontece em Espanha, esta medida não prevê retroativos, ou seja, espera-se que seja aplicável apenas às novas instalações a partir de 2016, não englobando as instalações já existentes. Os cortes previstos para o Reino Unido estão relacionados também com o facto de ter sido ultrapassada a meta de produção de energia fotovoltaica até 2020, sendo que a meta definida foi de 2,68 GWp e até ao final de 2014 já havia uma potência instalada de 5,1 GWp [33].

Em França, apesar de já existirem bastantes sistemas fotovoltaicos e uma potência instalada de 5,6 GWp, ultrapassando as metas de 5,4 GWp para 2020, o autoconsumo ainda não é possível, encontrando-se em discussão a legislação para o mesmo.

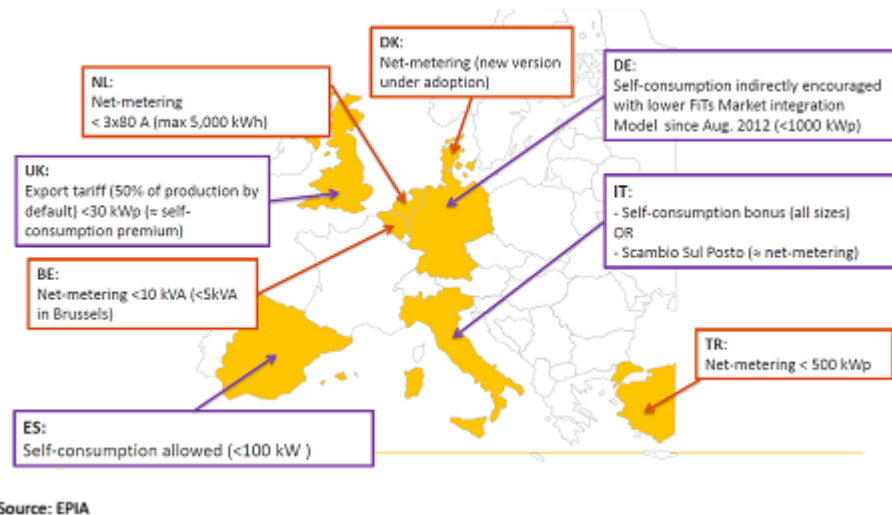


Figura 3.12 - Esquemas de net-metering e autoconsumo na Europa, relativos ao ano 2013 [34]

3.3.3.2 - Autoconsumo no Mundo

3.3.3.2.1 - Estados Unidos da América

Nos EUA, o autoconsumo foi implementado pela primeira vez em 1996 na Califórnia, tanto para sistemas fotovoltaicos como eólicos. Com base num acordo entre o comercializador e o consumidor, este ganha créditos pela eletricidade que injeta na rede. Assim o consumidor paga apenas a diferença entre a energia consumida e produzida, bem como uma parte dos custos de distribuição.

Na Califórnia, o período de regularização é de 12 meses e a contagem é feita mensalmente em kWh, sem identificação do valor económico. Todas as instalações renováveis com potência até 1 MW têm possibilidade de entrar neste modelo. A aposta no autoconsumo neste estado é das mais fortes, havendo um objetivo de potência instalada de 12 GW até 2020.

Para além da Califórnia, há políticas para o autoconsumo em mais 43 estados, variando a legislação de estado para estado. Na imagem seguinte está demonstrado o limite do sistema, em kW, para cada estado.

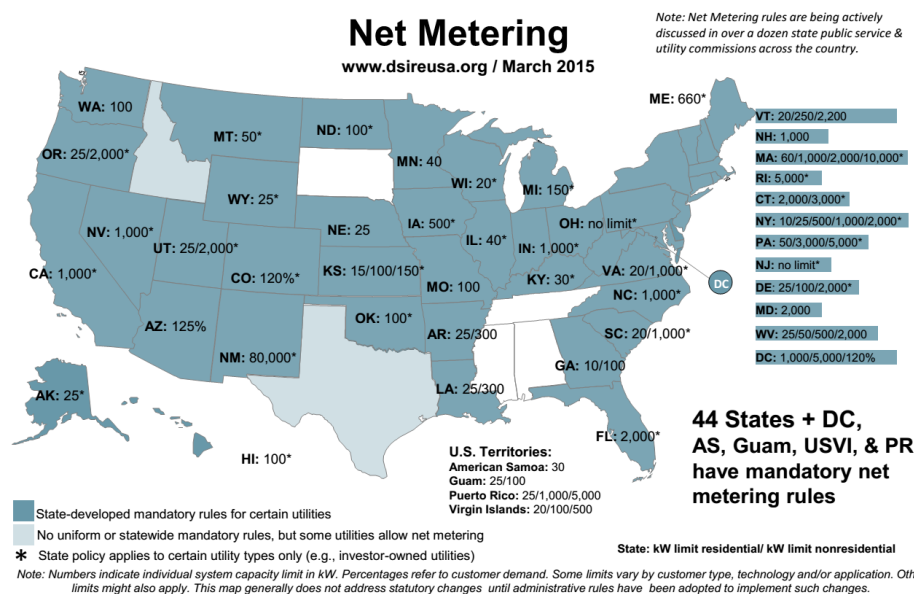


Figura 3.13 - Limite de potência instalada (em kW), para cada estado, nos EUA; as percentagens correspondem à procura por parte do cliente [35]

3.3.3.2.2 - México

No México há uma grande aposta relativa a energias renováveis, estando prevista para 2025 uma potência instalada de 30000 MW proveniente deste tipo de energias. Prevê-se que 52% do aumento se verifique através de instalações de autoconsumo. Assim, há uma expectativa de ter em 2025 uma potência instalada em sistemas de autoconsumo de 9764 MW. No entanto, contrariamente ao que se verifica na Europa, a aposta no autoconsumo através de energia eólica corresponde a 84,6% do total, ocupando os sistemas fotovoltaicos apenas 6,1%. Apesar de estes serem valores considerados baixos em termos percentuais, os 6,1% representam um aumento de 1000% entre os valores existentes em 2012 e os esperados em 2018, e correspondem a 600 MW de potência instalada, o que significa que há um claro crescimento em termos de aposta em energia proveniente do sol [36].

3.4 - O paradigma da produção distribuída

Tradicionalmente, o desenvolvimento dos sistemas elétricos de energia (SEE) seguiu um desenvolvimento baseado numa estrutura hierarquizada, estando previstos fluxos de energia unidirecionais desde o nível superior (geração) até aos níveis inferiores (consumo). As redes de distribuição tinham como principal função, única e exclusivamente, a alimentação dos consumidores finais a partir da rede de transporte. O planeamento da rede era baseado em critérios de qualidade de fornecimento a assegurar e em função da carga. Desta forma, eram previstos investimentos regulares com vista a suportar o crescimento anual da ponta.

Os objetivos definidos pela União Europeia para 2020, aliados aos programas governamentais que procuram a redução de agentes poluentes, o aumento da eficiência energética e a diversificação do mix energético, causaram um interesse crescente na ligação de unidades de produção de energia elétrica nas redes de distribuição.

A introdução da produção distribuída apresentou um impacto significativo na rede, o que provocou uma alteração no paradigma. A injeção em determinados pontos da rede de distribuição provoca a variação das tensões no sistema, congestionamento de ramos da rede e subestações, aumento dos níveis de potência de curto-circuito, perturbações na qualidade da onda, problemas de estabilidade e incertezas relativamente ao pré-despacho e despacho das unidades convencionais.

A produção distribuída também tem as suas vantagens, contribuindo para suportar os consumos em determinados locais e podendo adiar a intervenção e consequente investimento no reforço da rede. A localização de unidades de produção distribuída nas zonas mais extremas das redes de distribuição, terá um maior contributo para a redução de correntes nos ramos em toda a rede, beneficiando diretamente o operador da rede de distribuição (ORD) dado que aumenta o intervalo de tempo para que seja atingida a capacidade térmica de alguns ramos. A avaliação do número de anos que a instalação de produção distribuída adia o investimento numa determinada rede é extremamente relevante para avaliar os seus benefícios. Para além de adiar o investimento, verifica-se uma contribuição significativa da presença de produção distribuída nas redes de distribuição, uma vez que reduz as perdas decorrentes do transporte de energia elétrica, devido ao aumento da proximidade entre os locais de produção e os locais de consumo.

Capítulo 4

Caso de Estudo

4.1 - Dados do Caso de Estudo

O Caso de Estudo relativo a esta Dissertação foi uma confeitaria, localizada no norte do país, para a qual foi analisada a possibilidade e viabilidade de instalação de uma UPAC, de acordo com todas as suas características e condicionantes, tais como a localização, área, orientação e potência instalada.

A instalação tem um tarifário em MT, com potência contratada de 290 kW. O edifício para o qual se vai considerar a instalação possui uma cobertura com área total de 1862 m², dividida em duas partes iguais, ambas com inclinação de 20°, sendo uma parte orientada a Sul e a outra orientada a Norte. Cada parte da cobertura tem 70 m de comprimento e 13,3 m de largura, perfazendo uma área de 931 m².

Como se verificou no capítulo anterior, em Portugal a orientação preferencial dos painéis fotovoltaicos é virada a Sul, sendo que, por esse motivo, apenas se vai considerar a área disponível com orientação para Sul para efeitos de instalação dos painéis. Para se poder efetuar uma instalação responsável, foram reservados espaços da cobertura que permitam acesso no futuro quando for necessária a manutenção do sistema. Desta forma, foram obtidas 8 áreas iguais com dimensões de 17,125 m de comprimento e 6,4 m de largura, resultando uma área total máxima de instalação de 876,8 m². Devido à inclinação da cobertura, a instalação será coplanar.

Os painéis escolhidos para utilização são os painéis Sunmodule Plus SW 260 poly da marca SolarWorld, com potência unitária de 260 W e, tal como o nome indica, constituídos por células policristalinas. As dimensões destes painéis são de 1,675 m x 1 m, sendo a sua disposição feita de acordo com os seguintes cálculos.

Orientação Horizontal:

$$\frac{17,125}{1,675} = 10 \text{ painéis (horizontal)}; \frac{6,4}{1} = 6 \text{ painéis (vertical)}; \text{Total : } 10 * 6 = 60 \text{ painéis/área}$$

Orientação Vertical:

$$\frac{17,125}{1} = 17 \text{ painéis (horizontal)}; \frac{6,4}{1,675} = 3 \text{ painéis (vertical)}; \text{Total: } 17 * 3 = 51 \text{ painéis/área}$$

Os valores obtidos, considerando a totalidade da área a utilizar, são os seguintes:

- Orientação horizontal: Sistema com 480 painéis;
- Orientação vertical: Sistema com 408 painéis.

Optou-se assim pela orientação dos painéis na horizontal, sendo o estudo feito para uma instalação de 480 painéis de 260 W, correspondente a uma potência total a instalar de 124,8 kW.

Com base no valor obtido utilizaram-se dois programas para a previsão de produção fotovoltaica: o PVGIS (software livre) e o PVSOL (software pago em versão de teste).

4.1.1 PVGIS

No PVGIS, efetuou-se a extração de dados de irradiação média diária para cada mês do ano, para a localização especificada e para a inclinação e orientação dos painéis (figura 4.1).

Figura 4.1 - Dados introduzidos no PVGIS para obtenção da irradiação

Os dados recolhidos foram tratados, obtendo-se uma tabela de kW/m² produzido em função do respetivo período de 15 minutos. De referir que estes valores são os ideais para um rendimento de 100%, sendo que depois serão condicionados pelo respetivo rendimento dos painéis e do sistema. Na imagem seguinte apresenta-se a tabela obtida de irradiação para a localização deste sistema.

Tabela 4.1 - Dados de irradiação para o sistema, em kW/m²

Hora	Janeir	Fevereiro	Març	Abril	Maiç	Junh	Julh	Agosti	Setembr	Outubr	Novembr	Dezembr
04:30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
04:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
05:00	0	0	0	0	0	0,032	0	0	0	0	0	0
05:15	0	0	0	0	0,035	0,045	0,033	0	0	0	0	0
05:30	0	0	0	0	0,05	0,049	0,044	0	0	0	0	0
05:45	0	0	0	0	0,065	0,079	0,062	0,032	0	0	0	0
06:00	0	0	0	0,046	0,097	0,114	0,098	0,056	0	0	0	0
06:15	0	0	0	0,082	0,132	0,153	0,139	0,093	0,031	0	0	0
06:30	0	0	0,05	0,117	0,171	0,196	0,184	0,137	0,064	0	0	0
06:45	0	0	0,092	0,154	0,212	0,24	0,232	0,184	0,103	0	0	0
07:00	0	0	0,133	0,193	0,253	0,285	0,282	0,235	0,149	0,059	0	0
07:15	0	0,068	0,176	0,233	0,295	0,331	0,332	0,288	0,197	0,102	0	0
07:30	0	0,113	0,219	0,272	0,337	0,276	0,284	0,342	0,248	0,142	0	0
07:45	0,066	0,154	0,263	0,311	0,378	0,422	0,434	0,396	0,3	0,184	0,085	0
08:00	0,097	0,195	0,306	0,349	0,418	0,466	0,485	0,45	0,352	0,226	0,125	0,079
08:15	0,133	0,235	0,347	0,385	0,457	0,51	0,534	0,502	0,403	0,268	0,159	0,117
08:30	0,162	0,275	0,387	0,421	0,494	0,552	0,581	0,554	0,453	0,309	0,193	0,147
08:45	0,189	0,313	0,425	0,454	0,53	0,592	0,627	0,603	0,502	0,348	0,225	0,177
09:00	0,216	0,349	0,461	0,485	0,564	0,63	0,671	0,65	0,548	0,385	0,256	0,204
09:15	0,24	0,382	0,494	0,515	0,595	0,665	0,712	0,694	0,592	0,42	0,284	0,23
09:30	0,263	0,414	0,525	0,542	0,625	0,698	0,75	0,736	0,633	0,453	0,311	0,255
09:45	0,284	0,443	0,553	0,567	0,651	0,729	0,785	0,774	0,672	0,483	0,336	0,277
10:00	0,303	0,47	0,579	0,589	0,676	0,757	0,818	0,809	0,706	0,511	0,358	0,297
10:15	0,32	0,494	0,602	0,609	0,698	0,782	0,847	0,841	0,738	0,536	0,379	0,315
10:30	0,335	0,515	0,622	0,627	0,717	0,804	0,873	0,869	0,766	0,557	0,396	0,331
10:45	0,348	0,533	0,639	0,642	0,733	0,823	0,895	0,893	0,79	0,576	0,412	0,345
11:00	0,358	0,548	0,654	0,655	0,747	0,839	0,913	0,914	0,81	0,592	0,425	0,356
11:15	0,367	0,56	0,666	0,665	0,758	0,852	0,929	0,93	0,826	0,605	0,435	0,366
11:30	0,374	0,569	0,674	0,673	0,767	0,862	0,94	0,942	0,839	0,614	0,443	0,373
11:45	0,378	0,575	0,68	0,678	0,772	0,868	0,947	0,951	0,847	0,621	0,448	0,377
12:00	0,38	0,578	0,683	0,68	0,775	0,871	0,951	0,955	0,851	0,624	0,45	0,379
12:15	0,38	0,578	0,683	0,68	0,775	0,871	0,951	0,955	0,851	0,624	0,45	0,379
12:30	0,378	0,575	0,68	0,678	0,772	0,868	0,947	0,951	0,847	0,621	0,448	0,377
12:45	0,374	0,569	0,674	0,673	0,767	0,862	0,94	0,942	0,839	0,614	0,443	0,373
13:00	0,367	0,56	0,666	0,665	0,758	0,852	0,929	0,93	0,826	0,605	0,435	0,366
13:15	0,358	0,548	0,654	0,655	0,747	0,839	0,913	0,914	0,81	0,592	0,425	0,356
13:30	0,348	0,533	0,639	0,642	0,733	0,823	0,895	0,893	0,79	0,576	0,412	0,345
13:45	0,335	0,515	0,622	0,627	0,717	0,804	0,873	0,869	0,766	0,557	0,396	0,331
14:00	0,32	0,494	0,602	0,609	0,698	0,782	0,847	0,841	0,738	0,536	0,379	0,315
14:15	0,303	0,47	0,579	0,589	0,676	0,757	0,818	0,809	0,706	0,511	0,358	0,297
14:30	0,284	0,443	0,553	0,567	0,651	0,729	0,785	0,774	0,672	0,483	0,336	0,277
14:45	0,263	0,414	0,525	0,542	0,625	0,698	0,75	0,736	0,633	0,453	0,311	0,255
15:00	0,24	0,382	0,494	0,515	0,595	0,665	0,712	0,694	0,592	0,42	0,284	0,23
15:15	0,216	0,349	0,461	0,485	0,564	0,63	0,671	0,65	0,548	0,385	0,256	0,204
15:30	0,189	0,313	0,425	0,454	0,53	0,592	0,627	0,603	0,502	0,348	0,225	0,177
15:45	0,162	0,275	0,387	0,421	0,494	0,552	0,581	0,554	0,453	0,309	0,193	0,147
16:00	0,133	0,235	0,347	0,385	0,457	0,51	0,534	0,502	0,403	0,268	0,159	0,117
16:15	0,097	0,195	0,306	0,349	0,418	0,466	0,485	0,45	0,352	0,226	0,125	0,036
16:30	0,034	0,154	0,263	0,311	0,378	0,422	0,434	0,396	0,3	0,184	0,085	0,025
16:45	0,022	0,113	0,219	0,272	0,337	0,376	0,384	0,342	0,248	0,142	0,029	0
17:00	0	0,036	0,176	0,233	0,295	0,331	0,332	0,288	0,197	0,102	0	0
17:15	0	0,023	0,133	0,193	0,253	0,285	0,282	0,235	0,149	0,037	0	0
17:30	0	0	0,092	0,154	0,212	0,24	0,232	0,184	0,103	0,022	0	0
17:45	0	0	0,041	0,117	0,171	0,196	0,184	0,137	0,064	0	0	0
18:00	0	0	0,023	0,082	0,132	0,153	0,139	0,093	0,026	0	0	0
18:15	0	0	0	0,046	0,097	0,114	0,098	0,056	0,013	0	0	0
18:30	0	0	0	0,033	0,065	0,079	0,062	0,032	0	0	0	0
18:45	0	0	0	0	0,05	0,049	0,044	0,021	0	0	0	0
19:00	0	0	0	0	0,035	0,045	0,033	0	0	0	0	0
19:15	0	0	0	0	0,019	0,032	0,021	0	0	0	0	0
19:30	0	0	0	0	0	0,019	0	0	0	0	0	0
19:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20:00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Seguidamente nas figuras 4.2 e 4.3 encontram-se os gráficos de irradiação obtidos para Janeiro e Julho.

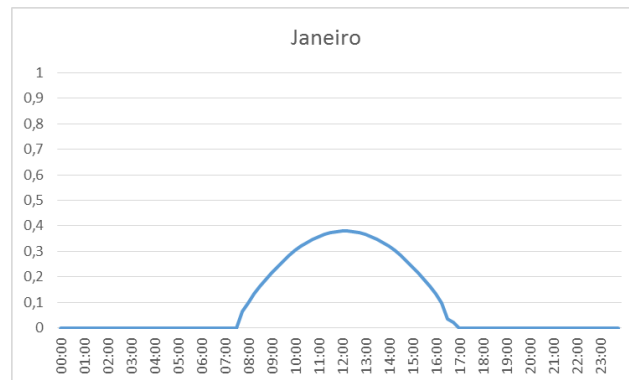


Figura 4.2 - Gráfico de irradiação (kW/m²) para janeiro

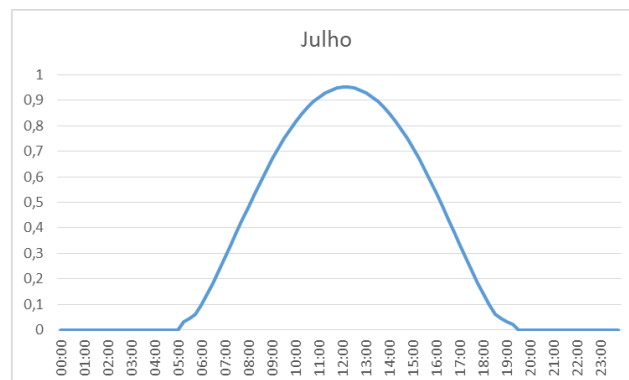


Figura 4.3 - Gráfico de irradiação (kW/m²) para julho

4.1.2 - PVSOL

Utilizando o *software* PVSOL começou-se por introduzir dados de localização relativos à instalação e a informação de que o sistema está ligado à RESP (figura 4.4).

System Type, Climate and Grid

Type of System: Grid Connected PV System

Type of Design: ☐ Use 3D Design

Climate Data:

Country	Location
Portugal	Vila Real

Latitude: 41° 15' 35" (41,26°)
Longitude: -7° 42' 36" (-7,71°)
Time zone: UTC-0
Time Period: 1986 - 2005
Resolution: Hourly

Annual sum of global irradiation: 1633 kWh/m²
Annual Average Temperature: 13,1 °C

AC Mains:

Enter

Voltage (V~L-L): 230 V
Number of Phases: 3-phase
cos φ: 1
Maximum Feed-in Power Clipping: No

Figura 4.4 - PVSOL: Introdução de dados de localização e tipo de instalação

Seguidamente, foram introduzidos os dados para o tipo de painel a instalar, assim como o número de painéis total para o sistema, tipo de instalação e orientação e inclinação (figura 4.5).

PV Modules

Company: SolarWorld AG
Model: Sunmodule Plus SW 260 poly

☐ Selection only from Favorites
☐ Photo Plan - Photo preview of roof coverage
☐ Graphic Coverage

Number of PV Modules: 480 → 124,80 kWp [Desired Ratio to Consumption](#)

Installation Type: Roof parallel

Tracking: None

Indination: 20°
Orientation: 180°

Azimuth 0°

[Additional Parameters](#)

Figura 4.5 - PVSOL: Introdução de número de painéis do sistema, tipo de instalação e inclinação dos painéis e orientação da instalação

Após a introdução destes dados, seguiu-se a escolha do inversor. De acordo com a escolha, o *software* faz o cálculo automático indicando se o inversor e o dimensionamento

escolhidos permitem um funcionamento ideal do sistema. Assim, o tipo de inversor escolhido foi o HUAWEI SUN2000-28KTL dimensionado com as especificações apresentadas na figura 4.6.

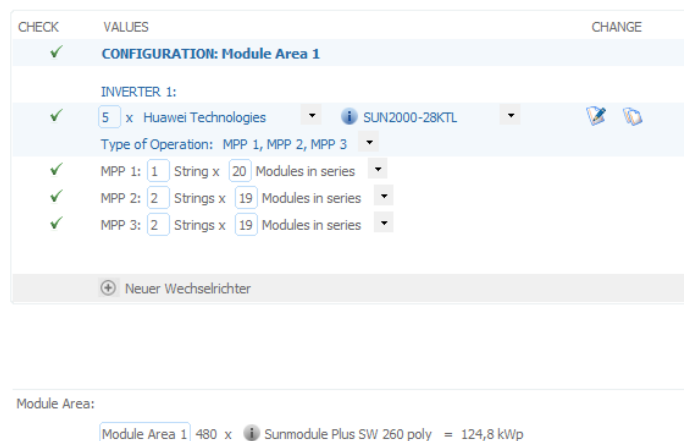


Figura 4.6 - PVSOL: Escolha e configuração do inversor para a instalação

O passo seguinte foi a introdução de perdas nos cabos para 1,5%. O programa permite ainda a possibilidade de efetuar o cálculo financeiro automático, no entanto o pretendido são os dados de produção para este sistema fotovoltaico.

Concluiu-se a utilização deste *software* através da extração de um ficheiro *Excel*, que incluía os dados de produção horária para a unidade de produção simulada.

4.2 - Programa Desenvolvido

4.2.1 - Tratamento de Dados

Os dados que utilizados no programa correspondem ao ano 2015 e são dados reais, recolhidos através de fontes oficiais, podendo assim ser assumidos como completamente fiáveis.

Através das faturas fornecidas obtiveram-se os valores respetivos para cada tarifa, estando os mesmos dispostos na tabela 4.2. Estão também representados na figura 4.7 os dados recolhidos através da EDP, correspondentes aos períodos tarifários, relativos a horas de ponta (P), cheias (C), vazio (V) e supervazio (SV), para verão e inverno, em ciclo semanal.

Tabela 4.2 - Tarifas para cada período horário, para ciclo semanal, em inverno e verão

Período	€/kWh	Período	€/kWh
Ponta	0,2190	Ponta	0,17449
Cheias	0,0960	Cheias	0,0960
Vazio	0,0728	Vazio	0,0728
Super Vazio	0,0665	Super Vazio	0,0665
Ciclo Semanal Inverno		Ciclo Semanal Verão	

	horário de Inverno	horário de Verão
segunda a sexta		
ponta	das 09:30 às 12:00	das 09:15 às 12:15
	das 18:30 às 21:00	
cheias	das 07:00 às 09:30	das 07:00 às 09:15
	das 12:00 às 18:30	das 12:15 às 24:00
	das 21:00 às 24:00	
vazio	das 00:00 às 02:00	das 00:00 às 02:00
	das 06:00 às 07:00	das 06:00 às 07:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00
sábados		
cheias	das 09:30 às 13:00	das 09:00 às 14:00
	das 18:30 às 22:00	das 20:00 às 22:00
vazio	das 00:00 às 02:00	das 00:00 às 02:00
	das 06:00 às 09:30	das 06:00 às 09:00
	das 13:00 às 18:30	das 14:00 às 20:00
	das 22:00 às 24:00	das 22:00 às 24:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00
domingos		
vazio	das 00:00 às 02:00	das 00:00 às 02:00
	das 06:00 às 24:00	das 06:00 às 24:00
supervazio	das 02:00 às 06:00	das 02:00 às 06:00

Figura 4.7 - Períodos tarifários para MT, nos horários de inverno e verão [37]

Os preços de mercado para o ano 2015, utilizados para calcular o valor de venda de energia à RESP, encontram-se na tabela 4.3.

Tabela 4.3 - Valores de mercado para cada mês do ano 2015 [38]

Mês	Preços Mercado
Janeiro	0,05182 €
Fevereiro	0,04257 €
Março	0,04322 €
Abril	0,04549 €
Maio	0,04518 €
Junho	0,05474 €
Julho	0,05961 €
Agosto	0,05559 €
Setembro	0,05192 €
Outubro	0,04989 €
Novembro	0,05146 €
Dezembro	0,05292 €

Os dados recolhidos relativos ao consumo da empresa para 2015 são para períodos de 15 minutos para cada dia do ano, enquanto os dados recolhidos através do PVSOL para a produção são dados de produção horária. Face a esta situação, optou-se por considerar a produção para cada hora constante, dividindo cada uma das 8760 horas anuais em 4 períodos de 15 minutos.

Para cada mês do ano e para consideração do mesmo na aplicação das tarifas, foi feita a classificação entre período de verão e inverno, correspondendo esta divisão à hora legal definida por DL. O horário de verão inicia-se no último domingo de março e o horário de inverno inicia-se no último domingo de outubro. Desta forma, obteve-se o seguinte:

- Meses de verão - abril, maio, junho, julho, agosto, setembro e outubro;
- Meses de inverno - janeiro, fevereiro, março, novembro e dezembro.

4.2.2 - Elaboração do Programa e Recolha de Resultados

Com base nos dados recolhidos e tratados, elaborou-se uma folha *Excel* para cada mês, contendo os seguintes dados.

Dados introduzidos pelo utilizador:

- Tarifário em ciclo semanal;
- Mês de verão ou inverno;
- Consumo, para cada período de 15 minutos, em kW;
- Produção, para cada período de 15 minutos, em kWh;
- Preço de mercado, em €/kWh.

Dados devolvidos pelo programa:

- Consumo, para cada período de 15 minutos, em kWh;
- Consumo, diário e mensal, nas horas de SV, V, P e C, em kWh;
- Produção, diária e mensal, nas horas de SV, V, P e C, em kWh;
- Diferença entre consumo e produção, para cada período de 15 minutos, em kWh;
- Energia vendida à rede, em kWh;
- Energia consumida da rede, em kWh;
- Custo da energia com painéis, para cada período de 15 minutos, em €;
- Valor da energia vendida à rede, em €;
- Valor da energia consumida da rede, em €;
- Custo da energia sem painéis, para cada período de 15 minutos, em €;
- Custo da energia sem painéis, diária e mensal, nas horas de SV, V, P e C, em €;
- Valor de remuneração pela energia vendida à rede, em €/kWh;
- Energia autoconsumida, para cada período de 15 minutos, em kWh;
- Energia autoconsumida, diária e mensal, nas horas de SV, V, P e C, em kWh;
- Energia total autoconsumida, em kWh;
- Valor da energia autoconsumida, para cada período de 15 minutos, em €;
- Valor da energia autoconsumida, diária e mensal, nas horas SV, V, P e C, em €;
- Valor total da energia autoconsumida, em €.

Os dados obtidos permitiram a realização de uma análise, o mais detalhada e fiável possível para aquilo que o sistema irá produzir, quando será a produção e qual o seu valor real.

Após introdução de todos os dados necessários nos devidos campos e obtenção de folhas de cálculo completas para cada mês do ano, procedeu-se à criação de uma folha de cálculo para análise dos valores obtidos. Optou-se pela criação de duas tabelas para maior facilidade de interpretação dos dados (tabelas 4.4 e 4.5).

Tabela 4.4 - Formato de dados obtidos para o sistema, em kWh

ENERGIA (kWh)	Janeiro	Fevereiro	Março
Consumo s/FV	106 176	112 442	123 029
Produção Total	8 730	10 590	15 225
Produção Autoconsumida	7 394	9 381	13 489
Produção Vendida	1 336	1 209	1 736
Consumo da Rede	98 782	103 061	109 540

Tabela 4.5 - Formato de dados obtidos para o sistema, em €

CUSTO (€)	Janeiro	Fevereiro	Março
Custo s/FV	11 600,99 €	12 107,63 €	13 666,36 €
Produção Autoconsumida	883,12 €	1 098,20 €	1 625,80 €
Produção Vendida	62,32 €	56,40 €	80,96 €
Consumo da Rede	10 717,87 €	11 009,43 €	12 040,56 €

Para efeitos de análise financeira, foi elaborada uma tabela no seguinte formato (tabela 4.6):

Tabela 4.6 - Formato da tabela utilizada para análise financeira

Ano	Produção (kW)	Poupança	Receita	Invest	Cash-Flow	Cash-Flow act	Cash-Flow acum
0	0	0,00 €	0,00 €	-142 975,00 €	-142 975,00 €	-142 975,00 €	-142 975,00 €

Nesta análise considerou-se uma degradação da capacidade da UPAC de 1%/ano e uma inflação de 3%/ano.

4.3 - Análise de Resultados

A simulação realizada permitiu uma análise do impacto a nível energético e económico para a empresa estudada.

Para efeitos de análise apresentam-se os resultados finais obtidos em termos anuais e também, com maior detalhe em formato de tabela e gráfico, os resultados para cada mês.

Tabela 4.7 - Resultados anuais para o sistema, em kWh

ENERGIA (kWh)	TOTAL
Consumo s/FV	1 515 915
Produção Total	192 035
Produção Autoconsumida	165 487
Produção Vendida	26 548
Consumo da Rede	1 350 428

Tabela 4.8 - Resultados anuais para o sistema, em €

CUSTO (€)	TOTAL
Custo s/FV	152 125,49 €
Produção Autoconsumida	19 342,07 €
Produção Vendida	1 238,16 €
Consumo da Rede	132 783,43 €

Conforme se pode verificar, a poupança através do autoconsumo, ainda sem considerar o valor da produção vendida, traduz-se numa poupança na fatura superior a 19000€, o que equivale a 12,71%.

Numa análise mais aprofundada são verificados os vários períodos horários pelos quais é distribuído o consumo e produção, obtendo-se as seguintes tabelas.

Tabela 4.9 - Resultados, em kWh, para períodos de SV, V, P e C

Energia (kWh)	Consumo	Produção	P. Autoconsumida	P. Excedente
SV	253 426	34	34	0
V	304 127	46 176	22 201	23 975
P	267 952	40 218	40 168	50
C	690 411	105 607	103 084	2 523

Tabela 4.10 - Resultados, em €, para períodos de SV, V, P e C

Valor (€)	Consumo	P. Autoconsumida
SV	16 957,34 €	2,32 €
V	22 559,80 €	1 673,08 €
P	43 719,82 €	7 308,69 €
C	68 888,54 €	10 357,98 €

Na tabela 4.9 verifica-se que o dimensionamento deste sistema faz com que haja um aproveitamento baixo da produção em período de vazio, sendo mais de 50% da produção nesses períodos vendida à rede. No entanto, quase toda a produção é autoconsumida em períodos de ponta e horas cheias, aumentando o seu potencial. Como se pode ver na tabela 4.10 o valor da produção autoconsumida nesses períodos é extremamente valioso para a instalação.

4.3.1 - Janeiro

Tabela 4.11 - Resultados para o sistema em janeiro, em kWh

ENERGIA (kWh)	Janeiro
Consumo s/FV	106 176
Produção Total	8 730
Produção Autoconsumida	7 394
Produção Vendida	1 336
Consumo da Rede	98 782

Tabela 4.12 - Resultados para o sistema em janeiro, em €

CUSTO (€)	Janeiro
Custo s/FV	11 600,99 €
Produção Autoconsumida	883,12 €
Produção Vendida	62,32 €
Consumo da Rede	10 717,87 €

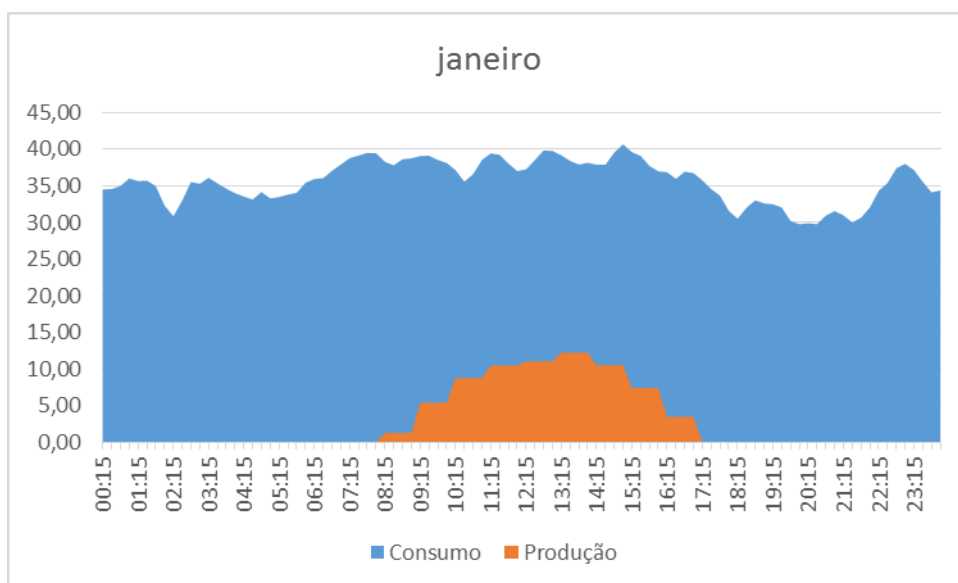


Figura 4.8 - Gráfico de consumo e produção média diária em janeiro, em kWh a cada período de 15 min

4.3.2 - Fevereiro

Tabela 4.13 - Resultados para o sistema em fevereiro, em kWh

ENERGIA (kWh)	Fevereiro
Consumo s/FV	112 442
Produção Total	10 590
Produção Autoconsumida	9 381
Produção Vendida	1 209
Consumo da Rede	103 061

Tabela 4.14 - Resultados para o sistema em fevereiro, em €

CUSTO (€)	Fevereiro
Custo s/FV	12 107,63 €
Produção Autoconsumida	1 098,20 €
Produção Vendida	56,40 €
Consumo da Rede	11 009,43 €

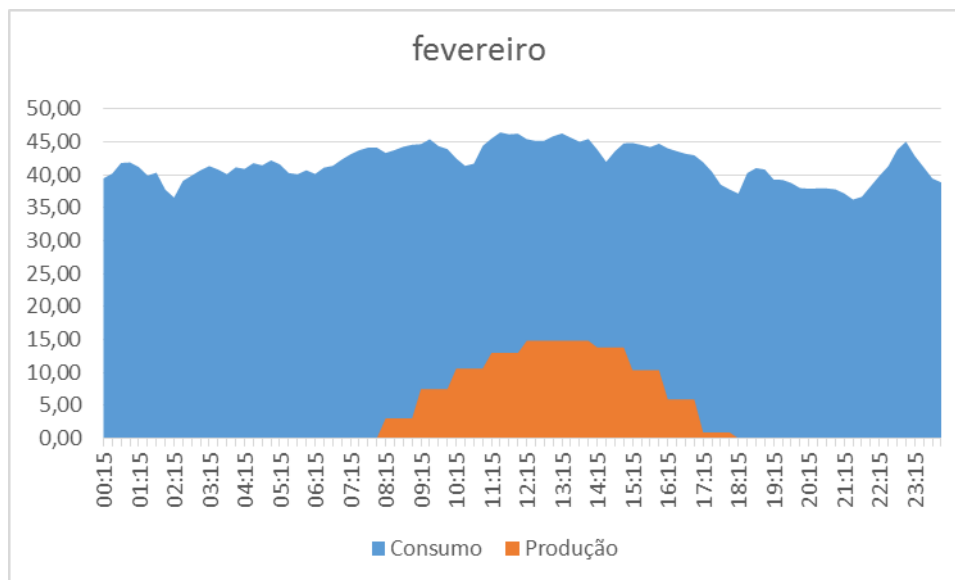


Figura 4.9 - Gráfico de consumo e produção média diária em fevereiro, em kWh a cada período de 15 min

4.3.3 - Março

Tabela 4.15 - Resultados para o sistema em março, em kWh

ENERGIA (kWh)	Março
Consumo s/FV	123 029
Produção Total	15 225
Produção Autoconsumida	13 489
Produção Vendida	1 736
Consumo da Rede	109 540

Tabela 4.16 - Resultados para o sistema em março, em €

CUSTO (€)	Março
Custo s/FV	13 666,36 €
Produção Autoconsumida	1 625,80 €
Produção Vendida	80,96 €
Consumo da Rede	12 040,56 €

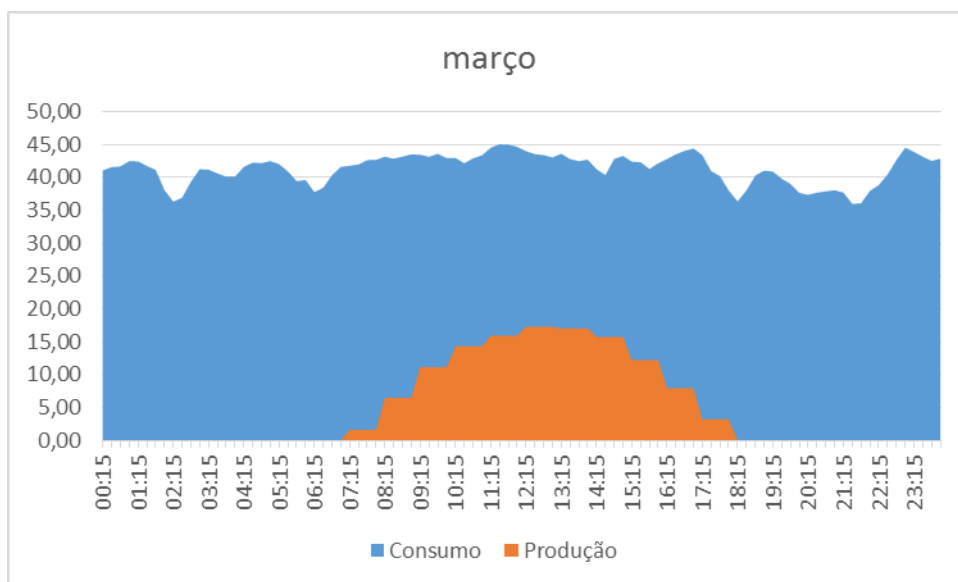


Figura 4.10 - Gráfico de consumo e produção média diária em março, em kWh a cada período de 15 min

4.3.4 - Abril

Tabela 4.17 - Resultados para o sistema em abril, em kWh

ENERGIA (kWh)	Abril
Consumo s/FV	142 635
Produção Total	17 663
Produção Autoconsumida	15 932
Produção Vendida	1 731
Consumo da Rede	126 703

Tabela 4.18 - Resultados para o sistema em abril, em €

CUSTO (€)	Abril
Custo s/FV	13 379,63 €
Produção Autoconsumida	1 802,80 €
Produção Vendida	80,72 €
Consumo da Rede	11 576,84 €

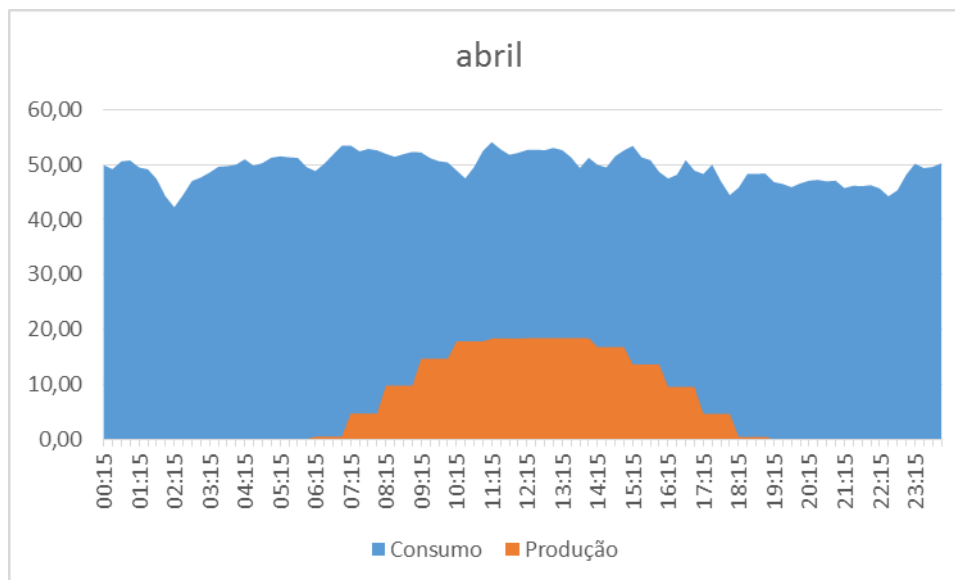


Figura 4.11 - Gráfico de consumo e produção média diária em abril, em kWh a cada período de 15 min

4.3.5 - Maio

Tabela 4.19 - Resultados para o sistema em maio, em kWh

ENERGIA (kWh)	Maio
Consumo s/FV	129 685
Produção Total	21 313
Produção Autoconsumida	18 055
Produção Vendida	3 258
Consumo da Rede	111 631

Tabela 4.20 - Resultados para o sistema em maio, em €

CUSTO (€)	Maio
Custo s/FV	12 315,74 €
Produção Autoconsumida	2 072,87 €
Produção Vendida	151,95 €
Consumo da Rede	10 242,88 €

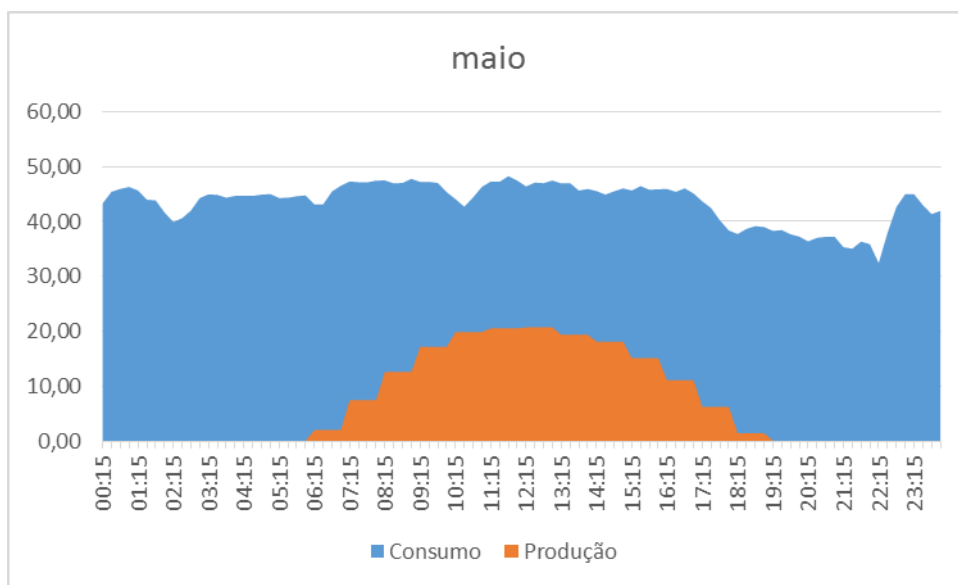


Figura 4.12 - Gráfico de consumo e produção média diária em maio, em kWh a cada período de 15 min

4.3.6 - Junho

Tabela 4.21 - Resultados para o sistema em junho, em kWh

ENERGIA (kWh)	Junho
Consumo s/FV	123 021
Produção Total	22 728
Produção Autoconsumida	18 693
Produção Vendida	4 035
Consumo da Rede	104 328

Tabela 4.22 - Resultados para o sistema em junho, em €

CUSTO (€)	Junho
Custo s/FV	11 824,90 €
Produção Autoconsumida	2 154,00 €
Produção Vendida	188,18 €
Consumo da Rede	9 670,90 €

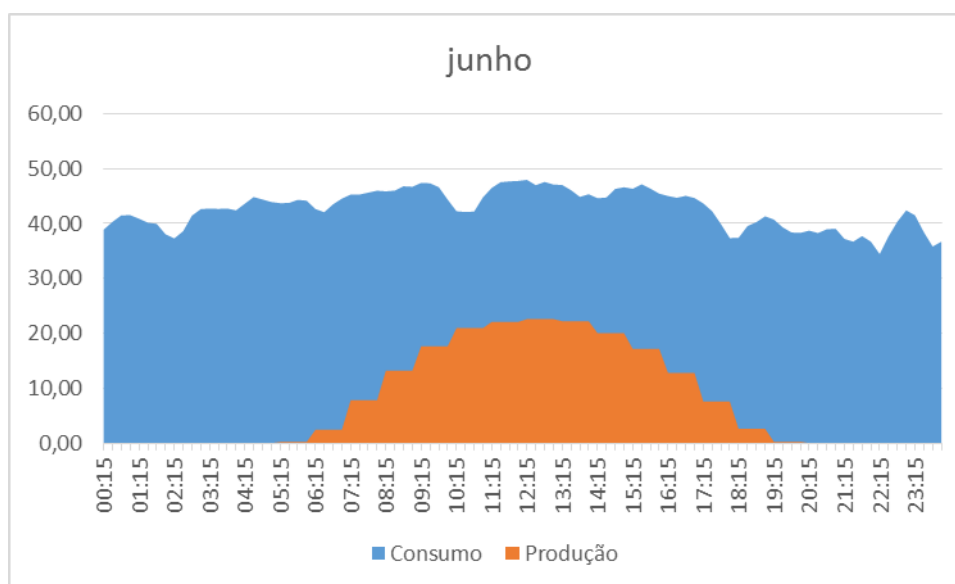


Figura 4.13 - Gráfico de consumo e produção média diária em junho, em kWh a cada período de 15 min

4.3.7 - Julho

Tabela 4.23 - Resultados para o sistema em julho, em kWh

ENERGIA (kWh)	Julho
Consumo s/FV	124 604
Produção Total	24 833
Produção Autoconsumida	19 951
Produção Vendida	4 882
Consumo da Rede	104 653

Tabela 4.24 - Resultados para o sistema em julho, em €

CUSTO (€)	Julho
Custo s/FV	12 216,04 €
Produção Autoconsumida	2 347,39 €
Produção Vendida	227,70 €
Consumo da Rede	9 868,64 €

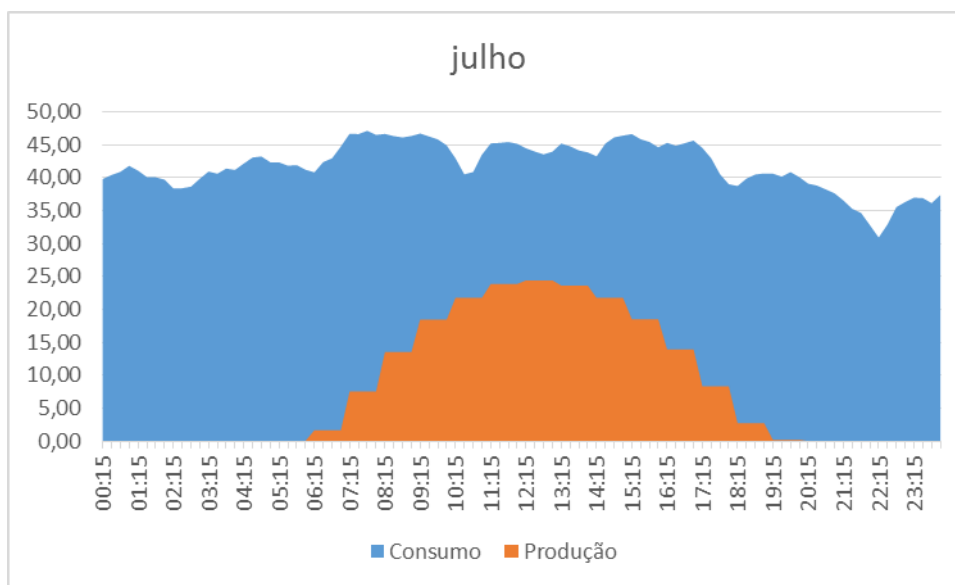


Figura 4.14 - Gráfico de consumo e produção média diária em julho, em kWh a cada período de 15 min

4.3.8 - Agosto

Tabela 4.25 - Resultados para o sistema em agosto, em kWh

ENERGIA (kWh)	Agosto
Consumo s/FV	120 208
Produção Total	22 505
Produção Autoconsumida	17 720
Produção Vendida	4 785
Consumo da Rede	102 488

Tabela 4.26 - Resultados para o sistema em agosto, em €

CUSTO (€)	Agosto
Custo s/FV	11 699,42 €
Produção Autoconsumida	2 080,48 €
Produção Vendida	223,16 €
Consumo da Rede	9 618,94 €

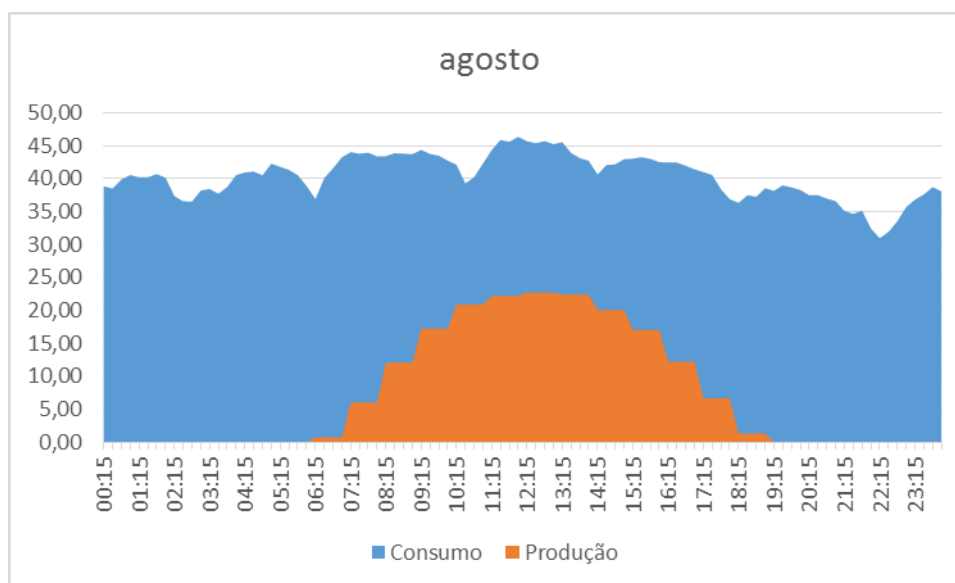


Figura 4.15 - Gráfico de consumo e produção média diária em agosto, em kWh a cada período de 15 min

4.3.9 - Setembro

Tabela 4.27 - Resultados para o sistema em setembro, em kWh

ENERGIA (kWh)	Setembro
Consumo s/FV	136 063
Produção Total	19 199
Produção Autoconsumida	17 024
Produção Vendida	2 175
Consumo da Rede	119 040

Tabela 4.28 - Resultados para o sistema em setembro, em €

CUSTO (€)	Setembro
Custo s/FV	13 033,34 €
Produção Autoconsumida	1 978,52 €
Produção Vendida	101,44 €
Consumo da Rede	11 054,82 €

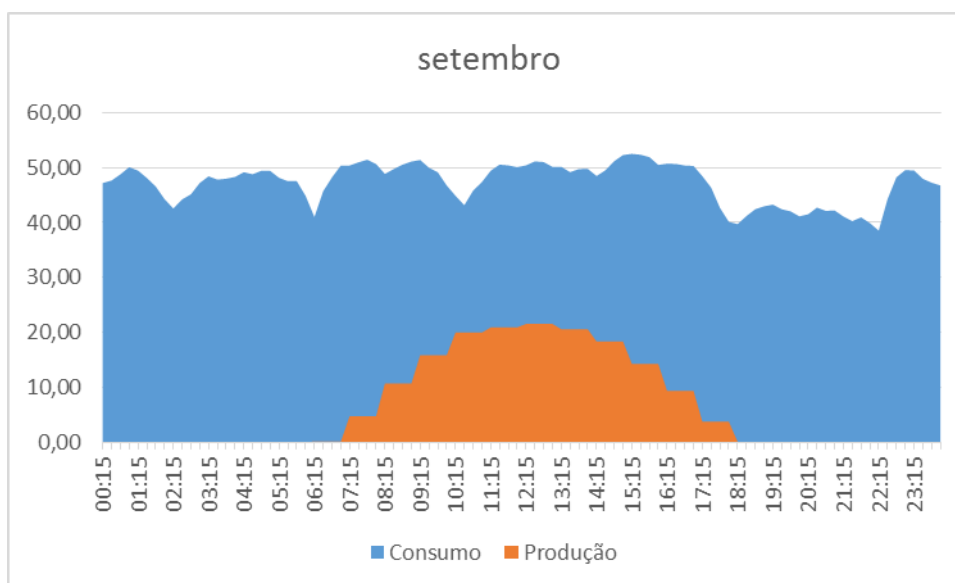


Figura 4.16 - Gráfico de consumo e produção média diária em setembro, em kWh a cada período de 15 min

4.3.10 - Outubro

Tabela 4.29 - Resultados para o sistema em outubro, em kWh

ENERGIA (kWh)	Outubro
Consumo s/FV	138 511
Produção Total	12 713
Produção Autoconsumida	12 093
Produção Vendida	620
Consumo da Rede	126 417

Tabela 4.30 - Resultados para o sistema em outubro, em €

CUSTO (€)	Outubro
Custo s/FV	13 045,68 €
Produção Autoconsumida	1 376,07 €
Produção Vendida	28,91 €
Consumo da Rede	11 669,60 €

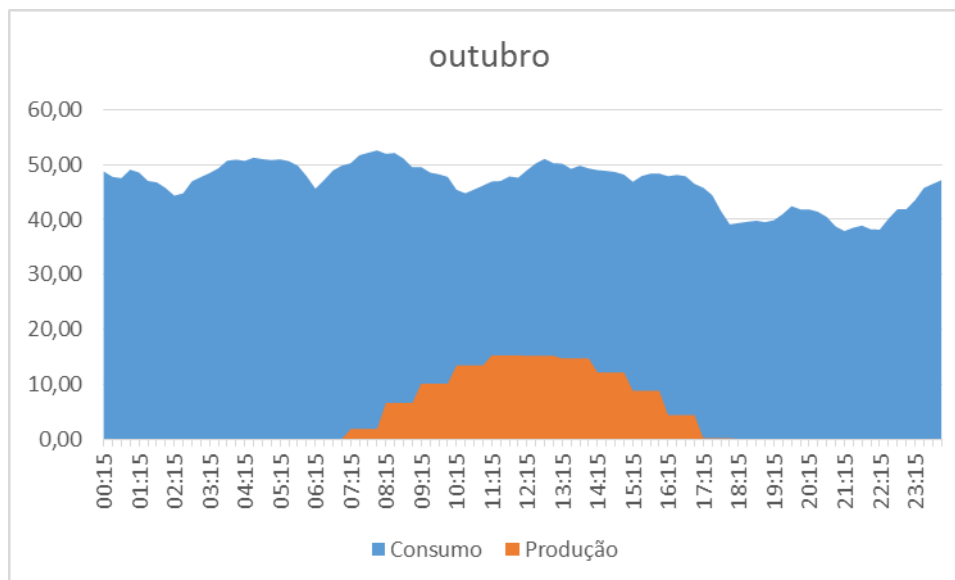


Figura 4.17 - Gráfico de consumo e produção média diária em outubro, em kWh a cada período de 15 min

4.3.11 - Novembro

Tabela 4.31 - Resultados para o sistema em novembro, em kWh

ENERGIA (kWh)	Novembro
Consumo s/FV	131 518
Produção Total	9 259
Produção Autoconsumida	9 247
Produção Vendida	12
Consumo da Rede	122 271

Tabela 4.32 - Resultados para o sistema em novembro, em €

CUSTO (€)	Novembro
Custo s/FV	13 904,06 €
Produção Autoconsumida	1 112,54 €
Produção Vendida	0,54 €
Consumo da Rede	12 791,52 €

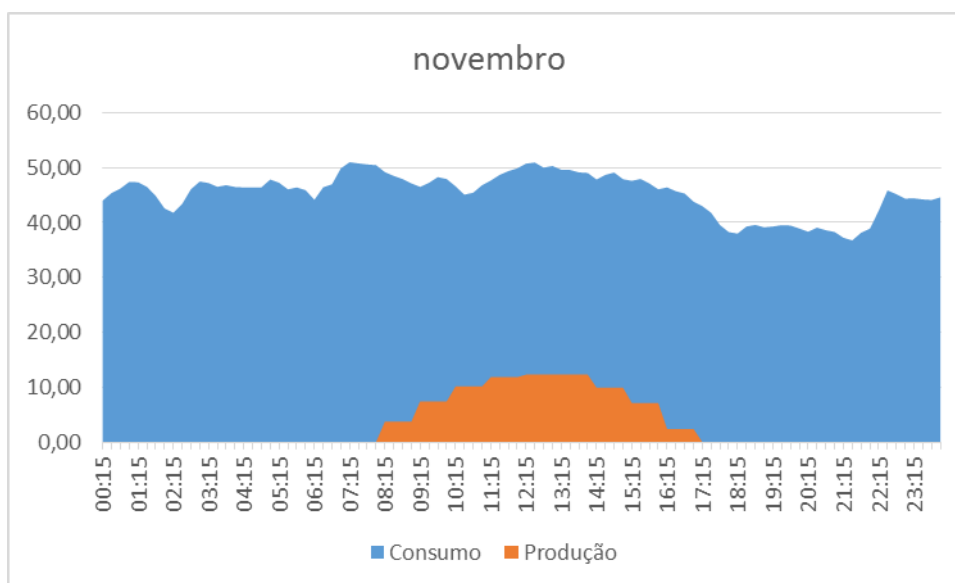


Figura 4.18 - Gráfico de consumo e produção média diária em novembro, em kWh a cada período de 15 min

4.3.12 - Dezembro

Tabela 4.33 - Resultados para o sistema em dezembro, em kWh

ENERGIA (kWh)	Dezembro
Consumo s/FV	128 022
Produção Total	7 277
Produção Autoconsumida	6 508
Produção Vendida	769
Consumo da Rede	121 514

Tabela 4.34 - Resultados para o sistema em dezembro, em €

CUSTO (€)	Dezembro
Custo s/FV	13 331,70 €
Produção Autoconsumida	810,27 €
Produção Vendida	35,87 €
Consumo da Rede	12 521,43 €

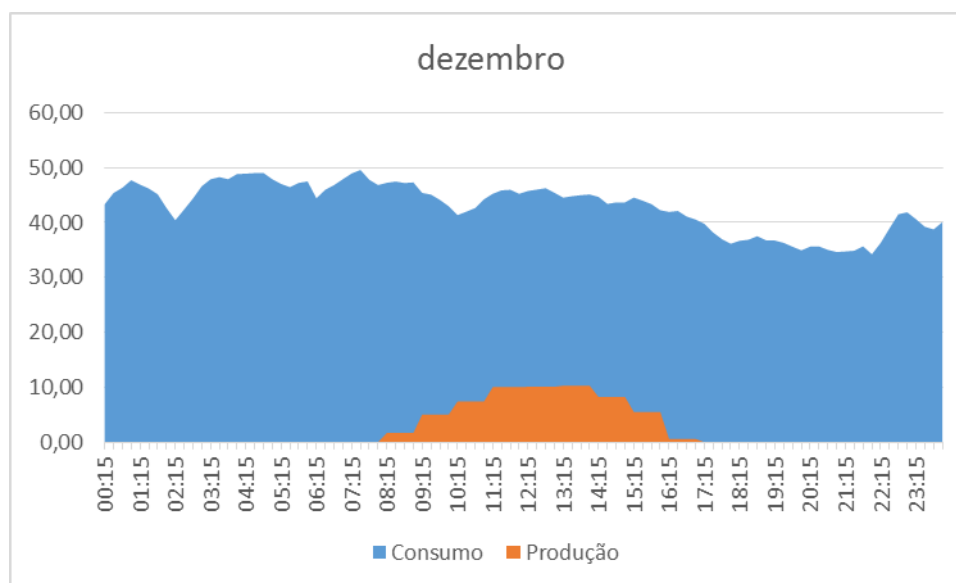


Figura 4.19 - Gráfico de consumo e produção média diária em dezembro, em kWh a cada período de 15 min

4.4 - Análise de Viabilidade Financeira

Para a análise de viabilidade financeira é necessário analisar os valores associados ao investimento inicial na UPAC. Após alguma pesquisa foram obtidos preços para os componentes, resultando na seguinte tabela:

Tabela 4.35 - Investimento inicial para instalação da UPAC

Quantidade	Descrição	Custo Unitário	Custo Total
480	Painel SolarWorld SunModule Plus 260 SW poly	203,50 €	97 680,00 €
5	Inversor	2 059,00 €	10 295,00 €
1	Estruturas	10 000,00 €	10 000,00 €
1	Outros	25 000,00 €	25 000,00 €
TOTAL			142 975,00 €

Considera-se para a UPAC uma degradação da capacidade de 1% a cada ano e um valor para a inflação de 3%, conforme referido na secção 5.2. Para além disso, e para o caso de estudo em questão, considera-se uma necessidade de investimento de 300€ a cada ano para manutenção dos equipamentos. Para este cenário obtiveram-se os seguintes resultados:

Tabela 4.36 - Análise financeira para o caso de estudo

Ano	Produção (kW)	Poupança	Receita	Invest	Cash-Flow	Cash-Flow act	Cash-Flow acum
0	0	0,00 €	0,00 €	-142 975,00 €	-142 975,00 €	-142 975,00 €	-142 975,00 €
1	192 035	19 342,07 €	1 238,16 €	-300,00 €	20 280,23 €	20 079,44 €	-122 895,56 €
2	190 115	19 723,11 €	1 262,56 €	-300,00 €	20 685,66 €	20 278,07 €	-102 617,49 €
3	188 195	20 109,60 €	1 287,30 €	-300,00 €	21 096,90 €	20 476,44 €	-82 141,05 €
4	186 274	20 501,53 €	1 312,39 €	-300,00 €	21 513,92 €	20 674,45 €	-61 466,60 €
5	184 354	20 898,88 €	1 337,82 €	-300,00 €	21 936,70 €	20 872,02 €	-40 594,58 €
6	182 434	21 301,62 €	1 363,60 €	-300,00 €	22 365,22 €	21 069,05 €	-19 525,53 €
7	180 513	21 709,71 €	1 389,73 €	-300,00 €	22 799,44 €	21 265,45 €	1 739,92 €
8	178 593	22 123,12 €	1 416,19 €	-300,00 €	23 239,31 €	21 461,11 €	23 201,03 €
9	176 672	22 541,80 €	1 442,99 €	-300,00 €	23 684,79 €	21 655,94 €	44 856,98 €
10	174 752	22 965,68 €	1 470,13 €	-300,00 €	24 135,81 €	21 849,83 €	66 706,81 €
11	172 832	23 394,71 €	1 497,59 €	-300,00 €	24 592,30 €	22 042,66 €	88 749,47 €
12	170 911	23 828,81 €	1 525,38 €	-300,00 €	25 054,19 €	22 234,32 €	110 983,79 €
13	168 991	24 267,90 €	1 553,49 €	-300,00 €	25 521,39 €	22 424,69 €	133 408,48 €
14	167 071	24 711,90 €	1 581,91 €	-300,00 €	25 993,80 €	22 613,65 €	156 022,13 €
15	165 150	25 160,69 €	1 610,64 €	-300,00 €	26 471,32 €	22 801,06 €	178 823,19 €
16	163 230	25 614,16 €	1 639,67 €	-300,00 €	26 953,83 €	22 986,80 €	201 809,99 €
17	161 310	26 072,20 €	1 668,99 €	-300,00 €	27 441,19 €	23 170,73 €	224 980,71 €
18	159 389	26 534,68 €	1 698,59 €	-300,00 €	27 933,27 €	23 352,70 €	248 333,41 €
19	157 469	27 001,43 €	1 728,47 €	-300,00 €	28 429,90 €	23 532,56 €	271 865,97 €
20	155 549	27 472,31 €	1 758,61 €	-300,00 €	28 930,92 €	23 710,18 €	295 576,15 €

Face aos resultados obtidos foram também calculados os valores para o Valor Atual Líquido (VAL), Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) e Período de Recuperação do Investimento (PRI), calculados da seguinte forma:

- VAL:

$$VAL = \sum_{i=0}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k}$$

Correspondendo CF_k ao *cash-flow* no ano k e utilizando-se uma taxa de atualização de capital de 1%.

- TIR:

Para o cálculo da TIR resolve-se a seguinte equação em função de i

$$0 = \sum_{k=0}^n \frac{-Investimento_k}{(1+i)^k} + \sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k} + \frac{Valor\ Residual}{(1+i)^n}$$

- PRI:

$$PRI = \frac{\sum_{k=0}^n \frac{Investimento_k}{(1+i)^k}}{\frac{1}{n} * (\sum_{k=1}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k} + \frac{Valor\ Residual}{(1+i)^n})}$$

Tabela 4.37 - VAL, TIR e período de amortização (anos)

VAL	295 576,15 €
TIR	15%
Amortização	6,92

4.5 - Conclusões

Através da análise dos resultados obtidos para este sistema é possível tirar as seguintes conclusões:

- Julho é o mês em que a UPAC tem maior impacto, apresentando uma potencial redução na fatura de 2347,39€, o que corresponde a uma poupança de 19,22%;
- Dezembro é o mês em que a UPAC tem menor impacto, apresentando uma potencial redução na fatura de 810,27€, o que corresponde a uma poupança de 6,08%;
- O dimensionamento da UPAC permite uma percentagem de energia autoconsumida de 86,18% face ao total de energia produzida;
- A UPAC é viável, permitindo um retorno do investimento em menos de 7 anos.

Capítulo 5

Conclusões e Perspetivas Futuras

Em termos gerais, pode desde já afirmar-se que, com a realização deste trabalho, se pode concluir que o autoconsumo fotovoltaico, no panorama atual, é um investimento viável e com boas perspetivas de retorno nos diversos setores. As suas implicações positivas são claras, tanto ao nível da redução da fatura do cliente como a nível ambiental e para a economia em geral.

Ao contrário do que era esperado inicialmente no trabalho, não foi possível criar um programa que fosse totalmente abrangente, e isto devido a diversas condicionantes. Para além do facto de se poder instalar o autoconsumo nos diversos tarifários dos diversos escalões de potência, o que cria desde logo inúmeros cenários, há também a entrada do mercado livre de energia. Não se pode hoje em dia estabelecer um tarifário-tipo, uma vez que o tarifário varia de cliente para cliente. Para além dos tarifários, também os perfis de consumo são extremamente variáveis, assim como a área disponível para instalação do sistema, a orientação do edifício, etc. Pode daqui concluir-se que cada caso é específico e, apesar de haver variáveis comuns, tem de ser tratado como tal.

No autoconsumo é essencial e determinante um dimensionamento específico para cada caso. Um mau dimensionamento compromete a viabilidade da instalação e um bom dimensionamento permite um retorno rápido e uma ótima rentabilidade. Nesta área não se pode “aproveitar o que o vizinho fez” pela especificidade de cada caso. Para um bom dimensionamento é essencial uma análise do perfil de consumo, da zona e orientação da instalação e do potencial de produção da UPAC. Numa análise superficial pode considerar-se que numa padaria ou em outros estabelecimentos que tenham os seus picos de consumo durante a noite, a instalação de UPAC não se justifica nem é viável, no entanto uma análise mais aprofundada permite saber o perfil de consumo específico e muitas vezes há aparelhos que apresentam elevados consumos durante o dia, como por exemplo as câmaras de refrigeração, o que faz com que seja justificado o investimento numa instalação de autoconsumo, desde que devidamente dimensionada para o local de consumo.

As instalações de autoconsumo que sejam consideradas viáveis para BTE e MT têm, na maioria dos casos, dimensionamento ideal para 100% da potência contratada, correspondendo para este valor o retorno mais rápido do investimento. Contudo, na maior parte dos casos, há limitações no que diz respeito à área disponível para instalação, como acontece no caso de estudo analisado, em que metade da área total da cobertura está orientada para Norte, apresentando condições desfavoráveis para a instalação de painéis na mesma.

O previsível aumento do custo da energia é outra questão que pode aumentar ainda mais a viabilidade das instalações de autoconsumo, uma vez que quanto maior for a subida de preço mais rápido será o retorno do investimento. Neste estudo foi considerada uma subida de preço de acordo com uma inflação de 3%, mas, de acordo com dados estatísticos da ERSE, há a possibilidade de subidas superiores a este valor.

Para valorizar devidamente o autoconsumo é importante avaliar os vários períodos (SV, V, C e P) em que a instalação tem impacto. Através do caso de estudo pode verificar-se que, para um maior impacto na fatura e nas horas cheias e de ponta, é necessário um dimensionamento em que uma parte significativa da energia produzida em horas de vazio é vendida.

Considera-se que, apesar do atual investimento em UPAC ser rentável, há várias vantagens que não são reconhecidas:

- O novo regime de produção distribuída, mais particularmente as UPAC, permite minimizar o paradigma da produção distribuída;
- O incentivo à produção no local de consumo provoca a redução das perdas na rede;
- Promoção da capacidade de produção renovável;
- Redução das necessidades elétricas em ponta (solar FV);
- Potencial aumento de qualidade de serviço;
- Criação de empregos, promovendo as PME e as economias locais.

Estas vantagens são algo que deve ser considerado, uma vez que com uma só medida se ajuda em questões essenciais para o país como o emprego e as metas de União Europeia para 2020 na integração das FER.

Para trabalho futuro deve ser considerada a integração de baterias de alta capacidade nas UPAC. O desenvolvimento das baterias Tesla *Powerwall* é um bom ponto de partida para a valorização deste tipo de instalações. Com os equipamentos de controlo já existentes podem potenciar-se assim instalações de autoconsumo com injeção zero, aumentando ainda mais o valor da sua instalação. No caso de estudo realizado, verifica-se que o total de energia vendida à rede, e desta forma tendo o seu potencial minimizado, corresponde a 13,82% do total de energia produzida pela UPAC. Essa energia poderia ser acumulada para utilização no período de ponta em que não há sol e consequentemente não há produção, vendo o seu potencial aumentar exponencialmente. Este estudo teria de ser devidamente analisado uma

vez que, obviamente, há custos inerentes à aquisição e instalação das baterias, no entanto poderá tornar-se mais uma opção a ter em conta.

Referências

- [1] DGEG, “Direção Geral de Energia e Geologia,” Outubro 2015. [Online]. Available: <http://www.dgeg.pt/>.
- [2] “JRC's Institute for Energy and Transport,” 2012. [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/cmaps/eur.htm>.
- [3] P. C. Monteiro, “Apontamentos de Energia Eólica e Solar,” Porto, 2015.
- [4] “Solar Térmico - Plurienergia,” Dezembro 2015. [Online]. Available: <http://www.plurienergia.pt/solucoes-aquecimento/solar-termico/>.
- [5] “Vantagens e desvantagens da energia solar,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://www.portal-energia.com/vantagens-e-desvantagens-da-energia-solar/>.
- [6] “Energia Solar: Como funciona? - O Efeito Fotovoltaico,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://www.blue-sol.com/energia-solar/energia-solar-como-funciona-o-efeito-fotovoltaico/>.
- [7] “Sunmodule Plus SW 250-260 poly,” março 2015. [Online]. Available: http://www.solarworld.de/fileadmin/downloads_new/produkt/sunmodule/datenblaetter/en/poly/poly_250-260_en.pdf.
- [8] “Constituição das células,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://ecovolts.webnode.pt/celulas-fotovoltaicas/constitui%C3%A7%C3%A3o/>.
- [9] GREENPRO, Energia Fotovoltaica - manual sobre tecnologias, projeto e instalação, 2004.
- [10] “EFG-Cell 125mm x 125 mm,” junho 2002. [Online]. Available: <https://www.yumpu.com/de/document/view/46479047/efg-cell-125-mm-x-125-mm-sonnig>.
- [11] “Green Technology | Cleantech and Renewable Energy News and Analysis,” dezembro 2015. [Online]. Available: <https://www.greentechmedia.com/>.
- [12] “Solar cells,” 2008. [Online]. Available: <http://org.ntnu.no/solarcells/pages/generations.php>.
- [13] “DailyTech - Measuring Purity, Size of Organic Solar Cells Ups Efficiency 42 Percent,” janeiro 2013. [Online]. Available:

- <http://www.dailytech.com/Measuring+Purity+Size+of+Organic+Solar+Cells+Ups+Efficiency+42+Percent/article29592.htm>.
- [14] “Huawei SUN2000 (8-28KTL) Solar Inverters,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://e.huawei.com/en/products/network-energy/inverter/sun2000-low>.
- [15] “Vantagens e limitações das baterias chumbo-ácido,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://www.sta-eletronica.com.br/artigos/vantagens-e-limitacoes-das-baterias-chumbo-acido>.
- [16] “Bateria chumbo ácido 12V 12AH,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://www.aquario.pt/product/bateria-chumbo-acido-12v-12ah-3>.
- [17] “O que são acumuladores e para que servem,” outubro 2012. [Online]. Available: <http://www.tecnologiadoglobo.com/2012/10/que-sao-acumuladores-tipos/>.
- [18] “BATERIA VRLA,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://multibaterias.com.br/baterias-estacionarias/bateriaestacionaria-getpower-vrla12-volts/bateria-getpower-vrla-12v-40ah.phtml>.
- [19] “A Evolução das Baterias,” janeiro 2012. [Online]. Available: <http://blogbringit.com.br/curiosidades/a-evolucao-das-baterias/>.
- [20] “Bateria de íon-lítio,” agosto 2015. [Online]. Available: https://pt.wikipedia.org/wiki/Bateria_de_%C3%ADon-l%C3%ADtio.
- [21] “Tesla Powerwall,” janeiro 2016. [Online]. Available: https://www.teslamotors.com/en_GB/powerwall?redirect=no.
- [22] “SISTEMAS COM PAINEIS FOTOVOLTAICOS,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://www.altogagreen.com/sf/if/pt/solar/sistema.htm>.
- [23] “Ciência Viva,” junho 2005. [Online]. Available: <http://www.cienciaviva.pt/rede/energia/himalaya2005/home/guia4.pdf>.
- [24] “Controlador de Carga para Painel Solar,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://www.mpptsolar.com/pt/controlador-de-carga-para-painel-solar.html>.
- [25] G. d. Portugal, “Enquadramento do novo regime de Produção Distribuída,” 2014.
- [26] O. d. T. e. E. Ministério do Ambiente, “Decreto-Lei nº68-A/2015,” 2015.
- [27] O. d. T. e. E. Ministério do Ambiente, “Decreto-Lei nº153/2014,” 2014.
- [28] E. M. Azevedo, “Autoconsumo na perspetiva dos consumidores domésticos,” 2014.
- [29] “Spain: Solar generates 6.8% of summer energy mix, ‘sun tax’ fears remain,” setembro 2015. [Online]. Available: http://www.pv-magazine.com/news/details/beitrag/spain--solar-generates-68-of-summer-energy-mix--sun-tax-fears-remain_100021185/#axzz3wwyVdl6P.
- [30] A. Solar, “Instalação de autoconsumo instantâneo com injeção zero,” *Renováveis Magazine*, 2015.

- [31] E. C. Staff, “Best practices on Renewable Energy Self-Consumption,” 2015.
- [32] “Net energy metering,” dezembro 2015. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Net_energy_metering.
- [33] “UK aims to reduce subsidies to renewables and specifically to self-consumption,” setembro 2015. [Online]. Available: (<http://www.energynews.es/english/uk-aims-to-reduce-subsidies-to-renewables-and-specifically-to-self-consumption/>).
- [34] “Autoconsumo no Mundo,” julho 2013. [Online]. Available: <http://critical-kinetics.pt/Autoconsumo/autoconsumo-no-mundo.html>.
- [35] “Detailed Summary Maps - DSIRE,” 2015. [Online]. Available: <http://www.dsireusa.org/resources/detailed-summary-maps/>.
- [36] “Self consumption. The mexican model for power generation,” maio 2014. [Online]. Available: <http://www.energynews.es/english/self-consumption-the-mexican-model-for-power-generation/>.
- [37] “Horários Média Tensão,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://www.edpsu.pt/pt/tarifasehorarios/horarios/Pages/HorariosMT.aspx>.
- [38] “Resultados de Mercado,” janeiro 2016. [Online]. Available: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>.

Bibliografia Consultada

- [39] “Combústível Fóssil,” dezembro 2015. [Online]. Available:
https://pt.wikipedia.org/wiki/Combust%C3%ADvel_f%C3%B3ssil.
- [40] “Energia Renovável,” dezembro 2015. [Online]. Available:
https://pt.wikipedia.org/wiki/Energia_renov%C3%A1vel.
- [41] “Energia Solar,” dezembro 2015. [Online]. Available:
https://pt.wikipedia.org/wiki/Energia_solar.
- [42] “O que é a energia solar e como funciona,” setembro 2011. [Online]. Available:
<http://www.energia-solar.com.pt/o-que-e-a-energia-solar-e-como-funciona/>.
- [43] “Energia solar fotovoltaica,” fevereiro 2013. [Online]. Available: <http://www.portal-energia.com/energia-solar-fotovoltaica/>.
- [44] “Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares,” novembro 2011. [Online]. Available: <http://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituientes-de-paineis-solares/>.
- [45] “Which solar panel type is best? mono vs polycrystalline vs thin film,” março 2015. [Online]. Available: <http://energyinformative.org/best-solar-panel-monocrystalline-polycrystalline-thin-film/>.
- [46] “Qual é a diferença entre policristalino e monocristalino,” dezembro 2015. [Online]. Available: http://www.sunflower-solar.com/index_pt.php?act=content&scheduler_id=2029.
- [47] “Energia Solar Fotovoltaica,” dezembro 2015. [Online]. Available:
<http://minhacasasolar.lojavirtualfc.com.br/page,idloja,14743,arq,faq.htm>.
- [48] “Energia Fotovoltaica,” dezembro 2015. [Online]. Available:
http://www.ebah.pt/content/ABAAAE_fgAJ/energia-fotovoltaica?part=7.
- [49] “Organic solar cell,” dezembro 2015. [Online]. Available:
https://en.wikipedia.org/wiki/Organic_solar_cell.
- [50] “Bateria de níquel-cádmio,” dezembro 2015. [Online]. Available:
https://pt.wikipedia.org/wiki/Bateria_de_n%C3%ADquel_c%C3%A1dmio.
- [51] “Inversor,” dezembro 2015. [Online]. Available: <https://pt.wikipedia.org/wiki/Inversor>.
- [52] “O inversor solar,” dezembro 2015. [Online]. Available:
<http://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>.
- [53] “Tipos de baterias,” dezembro 2015. [Online]. Available:
http://www.altogagreen.com/sf/if/pt/powerbank/power_bat.htm.

- [54] “Vantagens e limitações das baterias de níquel cádmio - NiCd,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://www.sta-eletronica.com.br/artigos/vantagens-e-limitacoes-das-baterias-de-niquel-cadmio-nicd>.
- [55] “Vantagens e limitações das baterias de lítio-ion,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://www.sta-eletronica.com.br/artigos/vantagens-e-limitacoes-das-baterias-de-litio-ion>.
- [56] “Fotovoltaica Isolada,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://pt.krannich-solar.com/pt/autoconsumo/fotovoltaica-isolada.html>.
- [57] “Dimensionamento do controlador de carga para um sistema solar,” agosto 2015. [Online]. Available: <http://www.portal-energia.com/dimensionamento-do-controlador-de-carga-para-um-sistema-solar/>.
- [58] “PV Software PVSOL premium,” janeiro 2016. [Online]. Available: <http://www.valentin-software.com/en/products/photovoltaics/57/pvsol-premium>.
- [59] “Inverters,” jan 2015. [Online]. Available: <http://www.solarstrom-pv.de/wechselrichter&q=Huawei&language=en>.
- [60] “SolarWorld Sun Module Plus 60 Cell-SW 260 Poly,” dezembro 2015. [Online]. Available: <http://soldraft.com/en/shop/item/SolarWorld+Sun+Module+Plus+60+Cell-SW+260+Poly->.
- [61] J. Hauff e D. Rendschmidt, “Enabling the European Consumer to Generate Power for Self-Consumption,” 2011.
- [62] J. António, “Autoconsumo Fotovoltaico: Em Portugal , na Europa e no Mundo,” 2015.
- [63] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e da Energia, “Portaria nº14/2015,” 2015.
- [64] Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e da Energia, “Portaria nº14/2015,” 2015.
- [65] C. Monteiro, “Autoconsumo, na perspectiva de consumidores industriais, e não só,” 2014.
- [66] J. Dehler, “Self-consumption of electricity from renewable sources,” 2015.
- [67] EPIA, “Self consumption of PV Electricity,” 2013.
- [68] EPIA, “Net-metering and self-consumption schemes in Europe,” 2013.